

**FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO**



**FEUP**

# **Análise Técnico-Económica de um Aproveitamento Hidroelétrico Baixo Sabor**

**Carolina Figueira Gaifém da Silva**

Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura

19 de Fevereiro de 2014



**A Dissertação intitulada**

**“Análise Técnico-Económica de um Aproveitamento Hidroelétrico - Baixo Sabor”**

**foi aprovada em provas realizadas em 10-02-2014**

**o júri**



**Presidente Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva**  
Professor Associado do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de  
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Professor Doutor Sérgio Augusto Pires Leitão**  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharias da Faculdade de Ciências e  
Tecnologia da Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro



**Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura**  
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de  
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



**Autor - Carolina Figueira Gaifém da Silva**

# Resumo

Devido ao desenvolvimento global, verifica-se uma crescente emissão de  $CO_2$ , provocando assim variadas alterações climáticas. Em Portugal, vem-se tentando reestruturar o parque electroprodutor, através de novos centros hídricos respondendo assim às metas ambientais estabelecidas.

De forma a reaproveitar este paradigma, a EDP investiu em novos aproveitamentos hidroelétricos, na Bacia Hidrográfica do Douro, como por exemplo, o Aproveitamento Hidroelétrico do Baixo Sabor (AHBS).

Nesta dissertação é estudado o AHBS, através de uma análise técnica e de uma avaliação económica, considerando as regras de funcionamento do mercado de eletricidade para a venda de energia elétrica e ainda os serviços de sistema que poderá fornecer.

A caracterização técnica das estruturas civis e equipamentos instalados permitirá uma melhor compreensão do funcionamento geral do AHBS, reversível, nos modos de funcionamento em turbinamento e bombagem.

Através do planeamento do projeto e dos investimentos, pagamentos e recebimentos durante as fases de construção e de exploração será feita uma avaliação económica do projeto, considerando aspetos quantitativos e qualitativos. Maioritariamente, quando se obtém uma Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) superior ao retorno exigido pelos investidores, Weighted Average Cost of Capital (WACC), considera-se o projeto como economicamente viável e o investimento é aprovado. Os aspetos qualitativos, como o desenvolvimento regional e os aspetos socioeconómicos da região afetada, serão também considerados de forma a viabilizar o investimento.

Palavras-chave: Aproveitamento Hidroelétrico Baixo Sabor, Análise Técnica, Avaliação Económica, Reversível, TIR, WACC



# Abstract

Due to global development, it is possible to observe a growing emission of  $CO_2$  gases, which has lead to several climate changes. In Portugal, there has been an attempt to restructure the electro-productive park, through the usage of hydric centres, therefore addressing the goals environmental established.

In order to take advantage of these dichotomies, EDP, invested in new Hydro-electric centrals, in Bacia Hidrográfica do Douro, the Aproveitamento Hidroelétrico do Baixo Sabor (AHBS) is an example of such a case.

Through a technical analysis and economical evaluation, this dissertation explores the AHBS, the considering electricity functions and rules for sale of electric energy, as well as the system services which might be offered.

The technical characterization of civil structures and installed equipments will allow for a better understanding of the general functioning of AHBS, reversible in the functioning methods of pumping and turbo-charging.

Through project planning and investments payments and wages throughout the different phases of construction and exploring, an economical evaluation of the project will take place, considering both qualitative as well as quantitative aspects.

In most cases, when the Internal Rate of Return (IRR) is greater than the Weighted Average Cost of Capital (WACC), the investment is considered feasible and therefore approved. The qualitative aspects, such as regional development and socio-economical background of the region in question, will also be considered in order for the investment to be possible and viable.

Key-Words: Aproveitamento Hiroelétrico Baixo Sabor, Technical Analysis, Economical Evaluation , Reversible, IRR, WACC



# Agradecimentos

Aos meus familiares, irmão e, em especial, aos meus pais que sempre me apoiaram e sempre fizeram de tudo para que nada me faltasse até agora.

Ao Prof. Dr. António Machado e Moura, pelo seu apoio, incentivo, dedicação e simpatia demonstrada durante o meu percurso académico, em especial neste último semestre.

À EDP Gestão de Produção pelo apoio á realização deste trabalho, cedendo toda a informação que necessitava.

Ao Engenheiro José Carlos Sousa pela sua disponibilidade, simpatia e apoio durante todo o trabalho. A sua ajuda foi fundamental, assim como os seus conselhos.

À Engenheira Ana Carvalho Martins pelos seus esclarecimentos, relativos à obra do Aproveitamento Hidroelétrico do Baixo Sabor.

Aos meus amigos que estiveram sempre presentes ao longo destes anos, que me proporcionaram bons momentos, dentro e fora da Faculdade, um obrigado. Um especial agradecimento ao Diogo Meira pelo seu apoio incondicional e companheirismo.





*“The secret of changes  
is to focus all of your energy,  
not on fighting the old,  
but on building the new ”*

Socrates



# Conteúdo

<b>Resumo</b>	<b>i</b>
<b>Agradecimentos</b>	<b>v</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 Enquadramento inicial . . . . .	1
1.2 Objetivos . . . . .	2
1.3 Estrutura da Dissertação . . . . .	3
<b>2 Hidroeletricidade em Portugal</b>	<b>5</b>
2.1 Retrospectiva Histórica . . . . .	5
2.2 Políticas Energéticas . . . . .	13
2.3 Futuro dos Aproveitamentos Hidroelétricos em Portugal . . . . .	16
2.4 Aproveitamento Hidroelétrico do Baixo Sabor . . . . .	22
<b>3 Análise Técnica</b>	<b>25</b>
3.1 Localização . . . . .	25
3.2 Princípio de Funcionamento . . . . .	27
3.3 Planta Geral . . . . .	28
3.4 Albufeira . . . . .	29
3.5 Barragem . . . . .	30
3.6 Órgãos de Descarga . . . . .	31
3.7 Circuitos Hidráulicos . . . . .	32
3.7.1 Tomadas de Água . . . . .	34
3.7.2 Galerias em Carga . . . . .	35
3.7.3 Restituição . . . . .	35
3.8 Central Hidroelétrica . . . . .	36
3.8.1 Grupos Geradores . . . . .	36
3.8.2 Sistema de Desafogamento da Roda . . . . .	38
3.8.3 Sistema de arranque . . . . .	39
3.8.4 Sistema de Regulação de Velocidade . . . . .	39
3.8.5 Sistema de Excitação e Regulação de Tensão . . . . .	40
3.9 Subestação Exterior . . . . .	40
3.9.1 Transformadores Principais . . . . .	41
3.9.2 Disjuntores . . . . .	42
3.9.3 Seccionadores . . . . .	42
3.9.4 Transformadores de Medida . . . . .	42
3.9.5 Cabo de Guarda . . . . .	42

3.9.6	Linha de Transporte . . . . .	42
<b>4</b>	<b>Análise Económica</b>	<b>45</b>
4.1	Planeamento do Projeto . . . . .	45
4.1.1	Fase de Construção . . . . .	45
4.1.2	Fase de Exploração . . . . .	46
4.2	Investimentos e Pagamentos . . . . .	46
4.2.1	Execução . . . . .	46
4.2.2	O&M e Pessoal . . . . .	47
4.2.3	Fundo do Baixo Sabor . . . . .	47
4.3	Recebimentos . . . . .	48
4.3.1	Mercados de Eletricidade . . . . .	48
4.3.2	Funcionamento do MIBEL . . . . .	48
4.3.3	Estimativa de Remuneração . . . . .	51
4.3.4	Serviços de Sistema . . . . .	56
4.3.5	Garantia de Potência . . . . .	60
4.3.6	Análise Financeira . . . . .	61
4.3.7	Análise Quantitativa . . . . .	62
4.3.8	Análise de Risco . . . . .	64
4.3.9	Análise Qualitativa . . . . .	69
<b>5</b>	<b>Conclusões</b>	<b>73</b>
5.0.10	Trabalho Futuro . . . . .	74
<b>A</b>	<b>Anexos</b>	<b>77</b>
A.1	Anexo A - Investimentos, Pagamentos e Recebimentos . . . . .	77
A.2	Anexo B - Análise Financeira . . . . .	80
	<b>Referências</b>	<b>83</b>

# Lista de Figuras

2.1	Evolução do Consumo Energético em Portugal . . . . .	11
2.2	Índice de Produtibilidade Hidroelétrica . . . . .	11
2.3	Diagrama de Carga num dia de Verão . . . . .	12
2.4	Diagrama de Carga num dia de Inverno . . . . .	12
2.5	Cenários de previsão da evolução da procura de energia eléctrica em Portugal até 2022 . . . . .	16
2.6	Histórico e perspectivas de evolução das pontas sazonais em Portugal Continental até 2022 . . . . .	17
2.7	Potencial hídrico não aproveitado vs dependência energética externa . . . . .	18
2.8	Novos aproveitamentos hidroelétricos e reforços de potência previstos até 2022 .	19
2.9	Aproveitamentos hidroelétricos e reforços de potência do Douro Nacional . . . .	21
2.10	Produção hídrica média de cada Bacia Hidrográfica em Portugal entre 2004 e 2012	21
3.1	Mapa da Bacia Hidrográfica do Rio Sabor . . . . .	26
3.2	Princípio de funcionamento do AHBS – Bombagem . . . . .	28
3.3	Esquema Geral do Escalão de Montante do AHBS . . . . .	28
3.4	Esquema Geral do Escalão de Jusante do AHBS . . . . .	29
3.5	Corte Transversal do Descarregador de Cheias e da Bacia de Receção e Dissipação	32
3.6	Corte Transversal do Circuito Hidráulico do G1 . . . . .	33
3.7	Perfil Longitudinal da Tomada de Água do Grupo G1 . . . . .	34
3.8	PDIRT para Trás-os-Montes e Eixo do Douro . . . . .	43
4.1	Investimento no AHBS (preços correntes 2014) . . . . .	47
4.2	Funcionamento do mercado diário em dia e hora determinados (02-01-2014) [38.]	49
4.3	Evolução dos preços de mercado diário no MIBEL de Julho de 2007 até 2013 [38.]	50
4.4	Estrutura das sessões do mercado intradiário [39]. . . . .	50
4.5	Estrutura da cascata do Douro Nacional Adaptado (DNA) . . . . .	52
4.6	Principais caraterísticas das centrais hidroelétricas do DNA . . . . .	53
4.7	Metodologia de simulação “com Baixo Sabor” . . . . .	54
4.8	Banda de regulação secundária entre Abril 2009 e Março 2010 [42] . . . . .	58
4.9	Reserva de regulação entre Abril de 2009 e Março de 2010 [42] . . . . .	58
4.10	Exemplo de relação entre VAL e taxa de atualização (i)[48] . . . . .	63
4.11	Histograma com a distribuição dos resultados do VAL, considerando a gestão de albufeira . . . . .	65
4.12	Distribuição Normal e regra dos 3-sigmas . . . . .	66
4.13	Intervalos de valores do VAL para diferentes probabilidades e taxas de atualização	67
4.14	Histograma com a distribuição dos resultados da TIR, considerando a gestão de albufeira . . . . .	68

4.15 Intervalos de valores da TIR para diferentes probabilidades . . . . .	69
A.1 Resultados dos investimentos, pagamentos e recebimentos entre 2008 e 2014 . .	77
A.2 Resultados dos investimentos, pagamentos e recebimentos entre 2015 e 2033 (con- tinuação) . . . . .	78
A.3 Resultados dos investimentos, pagamentos e recebimentos entre 2034 e 2050 (con- tinuação) . . . . .	78
A.4 Resultados dos investimentos, pagamentos e recebimentos entre 2051 e 2068 (con- tinuação) . . . . .	79
A.5 Resultados dos investimentos, pagamentos e recebimentos entre 2069 e 2082 (con- tinuação) . . . . .	79
A.6 Resultados dos investimentos, pagamentos e recebimentos entre 2083 e 2089 (con- tinuação) . . . . .	80
A.7 Resultados da Análise Financeira do ano -7 ao ano 7 . . . . .	80
A.8 Resultados da Análise Financeira do ano 8 ao ano 26(continuação) . . . . .	81
A.9 Resultados da Análise Financeira do ano 27 ao ano 45(continuação) . . . . .	81
A.10 Resultados da Análise Financeira do ano 46 ao ano 63(continuação) . . . . .	81
A.11 Resultados da Análise Financeira do ano 64 ao ano 74(continuação) . . . . .	82

# Lista de Tabelas

2.1	Aproveitamentos hidroelétricos construídos na década de 50 [1] . . . . .	7
2.2	Aproveitamentos hidroelétricos construídos na década de 60 [1] . . . . .	8
2.3	Aproveitamentos hidroelétricos construídos na década de 70 e 80 [1] . . . . .	8
2.4	Aproveitamentos hidroelétricos construídos na década de 90 [1] . . . . .	9
2.5	Aproveitamentos seleccionados no PNBEPH [14] . . . . .	14
2.6	Escoamento em regime natural e capacidade de Armazenamento da Bacia Hidrográfica do Douro . . . . .	22
3.1	Principais características da Albufeira do Escalão de Montante do AHBS [28] . .	30
3.2	Principais características da Albufeira do Escalão de Jusante do AHBS [28] . . .	30
3.3	Principais características da Barragem . . . . .	31
3.4	Principais dados do Circuito Hidráulico e da Central . . . . .	33
3.5	Principais características das Tomadas de Água . . . . .	35
3.6	Principais características da Restituição . . . . .	36
4.1	Resultados obtidos “sem Baixo Sabor” num Ano Normal, em média de regimes. .	55
4.2	Resultados obtidos “com Baixo Sabor” num Ano Normal, em média de regimes. .	56







# Abreviaturas e Símbolos

AHBS	Aproveitamento Hidroeléctrico do Baixo Sabor
BEI	Banco Europeu de Investimento
BERD	Banco Europeu para a Reconstrução e Desenvolvimento
CAC	Comissão para as Alterações Climáticas
CELE	Comércio Europeu de Licenças de Emissão
CMEC	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual
DGEG	Direcção-Geral de Energia e Geologia
DNA	Douro Nacional Adaptado
EDP	Energias de Portugal
EBIT	Earnings Before Interest and Taxes
ENE	Estratégia Nacional para a Energia
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FPC	Fundo Português de Carbono
GEE	Gases de Efeito de Estufa
IPH	Índice de Produtibilidade Hidroeléctrica
IRC	Imposto sobre o Rendimento de Pessoas Colectivas
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
MT	Média Tensão
NMC	Nível Máximo de Cheia
NmE	Nível mínimo de Exploração
NmEe	Nível mínimo de Exploração excepcional
NmEn	Nível mínimo de Exploração normal
NPA	Nível de Pleno Armazenamento
MT	Média Tensão
PDIRT	Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte e Electricidade
PNAC	Plano Nacional para as Alterações Climáticas
PNAEE	Plano Nacional de Acção para a Eficiência Energética
PNAER	Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis
PNALE	Programas Nacionais de Atribuição de Licenças
PNBEPH	Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário
PSS	Power System Stabilizer
REN	Redes Energéticas Nacionais
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
UNESCO	Organização das Nações Unidas para a Educação, a Ciência e a Cultura
VAL	Valor Actualizado Líquido
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WES	Waterways Experiment Station

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Enquadramento inicial

A água é uma fonte renovável, limpa e endógena que pode ser utilizada para os mais diversos fins, nomeadamente, abastecimento público, doméstico e industrial e poderá igualmente ser usado para fins comerciais.

A produção de energia elétrica, proveniente da água armazenada é responsabilidade dos aproveitamentos hidroelétricos, constituídos principalmente por uma barragem, uma albufeira e uma central hidroelétrica.

Os aproveitamentos hídricos são caracterizados pela sua produção flexível, respondendo assim, aos picos de carga em períodos de elevada solicitação de energia elétrica. Esta característica deve-se ao facto dos seus geradores poderem arrancar quase instantaneamente, contribuindo assim para a manutenção do equilíbrio entre a produção e a carga. Aquando dos aproveitamentos hidroelétricos serem dotados de grupos geradores reversíveis, existe a possibilidade de coordenação com a produção eólica, dando-se o aproveitamento da energia excedentária para armazenar água na albufeira, através de bombagem, para um posterior turbinamento desta mesma água.

Para a construção de um aproveitamento hidroelétrico é necessário uma extensa análise ambiental e social do local escolhido, pois este tipo de obra é fortemente contestada, devido aos impactos causados tanto no ambiente como no património das regiões envolventes. Para compensação, as empresas responsáveis pelo aproveitamento hidroelétrico financiam medidas de compensação e de minimização, tanto para o benefício da população envolvente, como para a preservação do meio.

Atualmente, Portugal está sujeito a severas metas ambientais que visam uma política energética baseada no reforço do parque eletroprodutor, com fontes de energia renovável, livres de emissões de  $CO_2$ . Uma vez que Portugal possui um grande potencial hídrico, ainda por aproveitar,

surgem algumas oportunidades de investimento neste sector.

Com a expansão do sector de produção de energia elétrica, as empresas tendem a aumentar a sua competitividade e eficiência, de modo a oferecerem melhores custos de produção. Anteriormente, o risco estava ao encargo dos consumidores finais (exceto o risco técnico de operação) pois existiam os Contratos de Aquisição de Energia, que nos dias de hoje já não se aplicam. Assim sendo, os aproveitamentos hidroelétricos devem ser considerados, sob o ponto de vista da minimização dos custos e da maximização das receitas obtidas, através da venda de energia elétrica nos mercados de eletricidade ao longo da sua fase de exploração.

Relativamente à fase de projeto de um aproveitamento hidroelétrico, deverão ser analisadas todas as possíveis soluções técnicas que poderão ser adotadas, nomeadamente nas estruturas civis e equipamentos a instalar no local, minimizando assim os custos sem comprometer os níveis de qualidade e fiabilidade exigidos ao aproveitamento.

A energia elétrica produzida, tanto pelas centrais hidroelétricas, como por outras tecnologias é transacionada no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). A estratégia adotada nas centrais passa pela maximização das receitas, através da venda de energia, através da otimização dos recursos hídricos, procurando vender a energia nas horas de maior consumo. Contudo, existe uma elevada incerteza associada à previsão a médio/longo prazo na gestão dos recursos hídricos.

A aprovação de um investimento deste tipo, para uma empresa, requer uma análise económica determinística da viabilidade do projeto. Apesar da importância dos indicadores económicos adjacentes, é igualmente importante a compreensão das consequências que o investimento implica tanto no desenvolvimento regional, como socioeconómico das populações.

O presente trabalho tem por objetivo a compreensão de um projeto de investimento, tanto do ponto de vista técnico como económico, avaliando o risco associado. O caso de estudo é um investimento da EDP, em fase de conclusão, na Bacia Hidrográfica do Douro, o Aproveitamento Hidroelétrico do Baixo Sabor.

## 1.2 Objetivos

O principal objetivo centra-se na análise técnica e económica de um novo aproveitamento hidroelétrico, em fase final de construção, o Aproveitamento Hidroelétrico do Baixo Sabor. Será necessário:

- Conhecer a situação atual dos aproveitamentos hidroelétricos em Portugal e as razões que levaram à construção de novos aproveitamentos hidroelétricos, focando o caso em estudo;

- Fazer uma análise técnica do aproveitamento hidroelétrico, descrevendo os seus principais elementos constituintes;
- Calcular os recebimentos tendo em conta as características do mercado de eletricidade para a venda de energia e os serviços de sistema fornecidos pelo aproveitamento hidroelétrico à gestão técnica;
- Fazer um estudo de sensibilidades das centrais hídricas do Douro Nacional, analisando qual o impacto do aproveitamento hidroelétrico em estudo numa cascata similar ao Douro Nacional;
- Avaliar financeiramente o investimento no projeto do aproveitamento em estudo;
- Fazer uma análise de risco para avaliar o projecto de investimento do aproveitamento em estudo;
- Sob o ponto de vista quantitativo e qualitativo, entender as razões que levaram à realização do investimento por parte da empresa responsável.

### 1.3 Estrutura da Dissertação

Este documento está dividido em cinco capítulos distintos.

No Capítulo 1, apresenta o enquadramento inicial do presente trabalho, os objetivos propostos e a estrutura proposta.

No Capítulo 2, descrição das motivações que levam à criação de novos aproveitamentos hidroelétricos, nomeadamente na Bacia Hidrográfica do Douro, justificando em particular o Aproveitamento Hidroelétrico do Baixo Sabor (AHBS).

No Capítulo 3, Análise Técnica - caracterização técnica do AHBS e breve descrição das opções tomadas relativamente aos principais componentes constituintes do AHBS, como a albufeira, a barragem, os órgãos de segurança, a central e a subestação.

No Capítulo 4, Análise Económica – estudo da viabilidade económica do projeto do AHBS. Após a descrição do planeamento do projeto, são determinados os investimentos, pagamentos e recebimentos relativos à fase de construção e de exploração. Concluída a análise financeira do projeto, através do cálculo dos *cash flow* ao longo do período do projeto, é efetuada uma análise económica quantitativa do investimento e finalmente serão refletidos aspetos qualitativos inerentes à construção do AHBS e os impactos que estes terão nas regiões afetadas.

No Capítulo 5, Conclusões. Sintetiza o estudo realizado, incidindo nas principais conclusões retiradas ao longo da realização deste estudo, finalizando com sugestões para trabalhos posteriores desta área.

No final do documento, encontra-se disponível, um conjunto de anexos, desenvolvendo algumas matérias abordadas que não foram submetidas em capítulos anteriores, nomeadamente o cálculo dos investimentos, pagamentos e recebimentos ao longo das fases de construção e exploração e o cálculo das rubricas resultantes da avaliação financeira do investimento.



## Capítulo 2

# Hidroeletricidade em Portugal

### 2.1 Retrospectiva Histórica

Em Portugal, na última década do século XIX, deu-se início à produção de energia elétrica, a partir das águas fluviais, reduzindo assim a dependência energética nacional em combustíveis fósseis. Os primeiros aproveitamentos hidroelétricos eram de dimensões reduzidas e tinham como objetivo a satisfação do consumo local, o abastecimento de pequenas instalações de iluminação pública, habitações e pequenas indústrias.

A primeira central hidroelétrica construída em Portugal Continental esteve inicialmente ao cargo da Companhia Elétrica e Industrial de Vila Real, fundada em 1892, contudo a sua concessão passou para o alemão Emílio Biel, que conclui a obra em 1894. Foi instalada num dos afluentes do rio Douro, no rio Corgo, no lugar do “poço do Agueirinho”, com uma potência estimada em 120 kW, fornecida por um simples açude. Mais tarde, em 1926, este aproveitamento foi substituído por uma barragem, no sítio da Insua, e uma central em Terrajido, igualmente com uma potência de 120 kW [1].

O segundo aproveitamento hidroelétrico nacional, de Furada, no rio Cávado, com uma potência de 93 kW, entrou em serviço entre 1895 e 1896 e a sua concessão pertenceu à Sociedade de Eletricidade do Norte de Portugal (SENP). Neste local, em 1951 foi construído o aproveitamento de Penide pela Companhia Hidroelétrica do Norte de Portugal (CHENOP).

Até 1930 foram construídos pequenos aproveitamentos para alimentar consumos regionais, maioritariamente do tipo fio-de-água com produções irregulares. Posteriormente o Governo português comprovou a importância da energia das águas fluviais para a produção de eletricidade, impulsionando o desenvolvimento industrial e económico do país. Tal facto deveu-se à falta de uma rede de transporte interligada, que impedia a exploração de recursos nacionais e à produção irregular verificada pelos aproveitamentos de fio-de-água. Para contornar este cenário, era necessária a construção de aproveitamentos em albufeira, com capacidade de armazenamento de água, permitindo assim produções regulares. No entanto os investimentos seriam avultados e a intervenção do Governo era fundamental [2].



Em torno da década de 30, cria-se a Junta de Eletrificação Nacional, pelo Decreto nº26 470, a 28 de Março de 1936 e são iniciados os estudos sistemáticos sobre a exploração das principais bacias nacionais, impulsionando-se assim a construção dos aproveitamentos hidroelétricos com albufeiras (maioritariamente), sendo assim capazes de efetuar uma produção energética conveniente e regular. Contudo, verifica-se uma crise económica, nesta época, derivada da II Guerra Mundial (1939-1945), atrasando assim o planeamento da capacidade hídrica em Portugal que mais tarde, na década de 40, se começa a concretizar no papel e na década de 50 com efeitos práticos.

No início de 1940, a produção de energia elétrica podia ser caracterizada da seguinte forma [1]:

- Predomínio de recursos estrangeiros: dois terços dos recursos utilizados para produzir eletricidade são estrangeiros, sendo a central hidroelétrica do Lindoso também considerada estrangeira;
- Predomínio de três grandes centrais: a central hidroelétrica do Lindoso e as centrais termoelétricas do Tejo e de Santos produziram, até ao início de 1940, mais que todas as outras centrais de serviço público existentes no país (à volta de 180);
- Excessiva pulverização da potência: um total de 660 centrais onde 170 são de serviço público, sendo que apenas 10 dessas têm potência superior a 5 MW (3 hidráulicas e 7 térmicas), e 484 de serviço particular, com apenas 1 de potência superior a 5 MW (ainda que tenha 8 grupos);
- Elevado custo de produção: a pulverização da potência levou ao encarecimento excessivo do custo do kW instalado e do kWh produzido por tantas centrais.

Em 1945, criam-se as empresas Hidroelétricas do Zêzere e a Hidroelétrica do Cávado, de forma a explorar novos aproveitamentos hidroelétricos, nomeadamente nas bacias do Zêzere e Cávado. Posteriormente, em 1947, o Governo constituiu a Campanha Nacional de Eletricidade autorizando-lhe a “concessão para o estabelecimento e exploração das linhas de transporte e subestações destinadas a interligar os sistemas do Douro e do Cávado entre si e com os sistemas existentes e ao abastecimento aos grandes centros de consumo” [3].

Em termos práticos, a orientação política nacional conduziu à inauguração de dois grandes aproveitamentos hidroelétricos: Castelo de Bode, com 139 MW, na Bacia do Zêzere e Venda Nova, com 81 MW, na bacia do Cávado, ambos inaugurados em 1951. Mais tarde foi autorizada a concessão do aproveitamento de energias nas águas do rio Douro, permitindo assim a entrada ao serviço, em 1958 e 1960, de Picote e Miranda, respetivamente. Estas explorações foram possíveis face ao entendimento entre Portugal e Espanha, celebrado em 1927, denominado Convénio Luso-Espanhol, que definiu a forma de partilhar o direito ao Douro Internacional, até aos dias de hoje [4]. Os aproveitamentos com maior importância nacional concluídos nos anos 50 estão representados na Tabela 2.1:

Tabela 2.1: Aproveitamentos hidroelétricos construídos na década de 50 [1]

Ano de Entrada ao Serviço	Escalão	Rio	Potência Instalada [MW]
1951	Castelo do Bode	Zêzere	139
	Venda Nova	Rabagão	81
	Pracana	Ocreza	15
	Belver	Tejo	32
1953	Salamonde	Cávado	42
1954	Cabril	Zêzere	97
1955	Caniçada	Cávado	60
1955	Bouça	Zêzere	50
1956	Paradela	Cávado	54
1958	Picote	Douro Int.	180
1960	Miranda	Douro Int.	174

Durante os anos 50 verificou-se uma mudança no panorama do parque electroprodutor, salientando-se os seguintes pontos [1]:

- As centrais hidráulicas passam de 113 para apenas 117, no entanto, a potência instalada passa de 152,8 MW (44% do total) para 1085,2 MW (81% do total), representando um aumento de 610%;
- A energia produzida passa de 941,8 GWh para 3263,5 GWh, registando um acréscimo de 246,5% (taxa anual média de 13,2%), sendo que as centrais hídricas aumentaram a sua contribuição do 46% para 95% e contribuição das centrais térmicas passou dos 54% para os 5%;
- As centrais térmicas passam de 519 para 309 (redução de 42%) mas a potência instalada passa de 192,4 MW (56% do total) para 249,8 MW (19% do total), isto é, um aumento de 30%;
- Relativamente aos consumos, verificou-se um aumento de 99,3 kWh/hab para 338,9 kWh/hab, o que corresponde a um valor médio de 13% para a taxa de crescimento anual.

Em 1960, 95% da energia elétrica produzida tinha origem hidroelétrica (3 105 GWh). A potência total instalada nas centrais hídricas subiu exponencialmente em 10 anos, de 153 MW para 1 085 MW, e representava cerca de 81% da potência total. A eletricidade tornou-se mais barata e as velhas centrais térmicas puderam parar (prestavam apoio em períodos de estiagem) [1].

No decorrer da década de 60, entram em funcionamento três novos aproveitamentos, Tabela 2.2. Um deles, o escalão do Alto Rabagão, apresenta uma albufeira de grande capacidade e é o primeiro aproveitamento reversível a nível nacional, isto é, equipado com bombagem (com turbina e bomba separadas), com o objetivo principal de regularização interanual.

Em Dezembro de 1969 foi criada a Companhia Portuguesa de Eletricidade (CPE), que resultou da fusão de 5 empresas, sendo elas: as Hidroelétricas do Cávado e Zêzere, a Hidroelétrica do

Tabela 2.2: Aproveitamentos hidroelétricos construídos na década de 60 [1]

Ano de Entrada ao Serviço	Escalão	Rio	Potência Instalada [MW]
1964	Bemposta	Douro	210
1964	Alto Rabagão	Rabagão	72 (reversível)
1965	Vilar-Tabuaço	Távora	64

Douro, a Empresa Termoelétrica Portuguesa e a Companhia Nacional de Eletricidade. Esta fusão resulta da publicação, a 27 de Agosto de 1969, do Decreto-Lei nº 49211, onde é “*autorizada a fusão das sociedades concessionárias de aproveitamentos hidroelétricos, de empreendimentos termoelétricos e de transporte de energia elétrica cujos centros e instalações constituem a Rede Elétrica Primária*” [1]. A CPE seria responsável por prosseguir os programas de construção das centrais hidroelétricas em curso e das termoelétricas de “base”, quer a fuelóleo, quer a carvão importado, cumprindo a estratégia de diversificação das fontes energéticas e promover o desenvolvimento da interligação e a rede de transporte de eletricidade [5].

As décadas que se seguiram (70 e 80) caracterizaram-se por épocas de elevadas taxas de crescimento dos consumos de eletricidade, graças ao desenvolvimento económico e à eletrificação em superfície. Para assegurar essas mesmas necessidades de energia, foram introduzidos grupos térmicos de ainda maiores dimensões: 4 grupos de 125 MW, em 1974 e 1976, no Carregado; 4 grupos de 250 MW, em Setúbal, entre 1979 e 1983 e 4 grupos de 300 MW, entre 1985 e 1989, em Sines (estes para queima de carvão importado).

Nas décadas de 70 e 80, entraram em serviço, as seguintes centrais:

Tabela 2.3: Aproveitamentos hidroelétricos construídos na década de 70 e 80 [1]

Ano de Entrada ao Serviço	Escalão	Rio	Potência Instalada [MW]
1971	Carrapatelo	Douro Nasc	180
1972	V. das Furnas	Homem	64
1973	Régua	Douro Nasc	156
1974	Fratel	Tejo	130
1976	Valeira	Douro Nasc	216
1981	Aguieira	Mondego	270 (reversível)
1982	Raiva	Mondego	20
1983	Pocinho	Douro Nasc	186
1985	Crestuma	Douro Nasc	105
1987	V. das Furnas II	Homem	74 (reversível)
1988	Torrão	Tâmega	146 (reversível)

O aproveitamento hidroelétrico do Carrapatelo (1971) foi o primeiro aproveitamento do troço nacional do rio Douro a entrar em serviço, tendo começado a ser construído pela Hidroelétrica do Douro e sido finalizado pela CPE, seguido pelos aproveitamentos da Régua, Valeira, Pocinho e Crestuma, como é possível confirmar na Tabela 2.3. O aproveitamento hidroelétrico de Vilarinho

das Furnas (1972), no rio Homem, foi um dos últimos aproveitamentos a serem construídos no âmbito do plano de aproveitamentos hidroelétricos do Cávado-Rabagão [2].

À semelhança do que aconteceu em outros sectores de atividade económica do país, o sector elétrico em 1975, foi nacionalizado levando à criação de empresas públicas, às quais foram conferidas, por tempo indeterminado, o exercício das atividades de produção, transporte e distribuição da energia elétrica [2].

Como consequência da nacionalização do sector elétrico, foi criada, em 1976, pelo Decreto-Lei nº. 502, a Eletricidade de Portugal – Empresa Pública (EDP), hoje Energias de Portugal. A EDP tinha como objetivo principal “*o estabelecimento e a exploração do serviço público de produção, transporte e distribuição de energia elétrica no território do continente*”, sendo que o serviço público encarregado à EDP seria explorado em regime de exclusividade, não impedindo “*a produção e distribuição de energia elétrica para uso próprio*” por outras entidades [1].

No início de 1990, a energia elétrica proveniente das hídricas aumentou consideravelmente em relação a 1970, passando de 5789,6 GWh para 9186 GWh, contudo, em 1990 representava apenas 35% da energia elétrica produzida no total. Tal facto deveu-se à introdução de grupos térmicos de maior dimensão e que acabariam por ser responsáveis por grande parte da produção [1].

Assim, nos anos 90 entraram em serviço os aproveitamentos apresentados na Tabela 2.4, destacando-se a central do Alto Lindoso, de 630 MW, e o reforço de potência de Miranda, de 189 MW, com a construção de uma nova central.

Tabela 2.4: Aproveitamentos hidroelétricos construídos na década de 90 [1]

Ano de Entrada ao Serviço	Escalão	Rio	Potência Instalada [MW]
1992	Alto Lindoso	Lima	630
	Touvedo	Lima	22
1993	Pracana II	Tejo	25
	Sabugueiro II	Mondego	10
1994	Caldeira	Mondego	40
1995	Miranda II	Douro Int.	189

Em 1994, antecipando a Directiva 1996/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de Dezembro, foi criada a Rede Eléctrica Nacional – REN, hoje Redes Energéticas Nacionais, por cisão da EDP e no âmbito da reestruturação do sector elétrico. A separação da REN e EDP ficou apenas concluída em 2000 com a autonomização da REN, obtendo-se assim a separação entre a empresa de transporte (REN) e as empresas de produção, distribuição e comercialização (EDP) de energia elétrica, dando início à liberalização do setor elétrico.

Do pacote legislativo de 1995 e da Directiva 1996/92/CE referida anteriormente, resulta a liberalização do sector elétrico. Este processo foi marcado pela reprivatização da EDP e pelo princípio de liberdade de acesso às atividades de produção e distribuição de energia elétrica através da criação do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), baseado na coexistência de um Serviço Eléctrico

Público (SEP), onde se inserem todas as centrais hídricas e térmicas em Produção em Regime Ordinário (PRO), e de um Sistema Elétrico Independente (SEI).

Neste último, situa-se a Produção em Regime Especial (PRE) que contempla a produção de energia elétrica a partir de produtores independentes eólicos, térmicos, fotovoltaicos e hidráulicos. O impulso dado pela legislação veio reforçar a produção de energia elétrica em pequenas centrais hidroelétricas (com potência instalada inferior a 10 MW, também denominadas por mini-hídricas) com a instalação de cerca de 220 MW [6].

Para além disso, no SEI é definido um Sistema Elétrico não Vinculado (SENV), onde estão integradas as entidades titulares de uma licença não vinculada de produção ou de distribuição de energia elétrica em média tensão (MT) e alta tensão (AT) e cujas atividades se regem por regras de mercado. Por existirem várias entidades intervenientes, tanto no SEP como no SENV, foi criada uma entidade administrativa independente, a Entidade Reguladora dos Serviços de Energéticos (ERSE), que estará responsável por garantir a transparência e a não discriminação e, simultaneamente, a coexistência equilibrada destes dois sistemas [7].

No ano de 2000, o SEP tinha uma potência total instalada de 8758 MW, sendo que 45% (3903 MW) da potência total era de origem hidroelétrica e os outros 55% (4855 MW) eram de origem termoeleétrica. No que diz respeito à produção total de energia elétrica, de 34489 GWh, as centrais hidroelétricas contribuíram para 30% do valor total, isto é, 10227 GWh, enquanto as centrais termoeleétricas contribuíram com os restantes 70%, correspondente a 24262 GWh [1].

Desde o ano 2002 entrou em serviço o aproveitamento hidroelétrico do Alqueva (236 MW reversíveis), no rio Guadiana, e houve um reforço de potência em Venda Nova (179 MW), em 2005. Posteriormente, foram concluídos os reforços de potência em Picote (246 MW) e Bemposta (191 MW), em 2011, e Alqueva (256 MW), em 2012, estando em construção novos reforços de potência em Venda Nova (746 MW) e em Salamonde (207 MW), com final das obras previsto para 2015. Durante este período foram introduzidos mais 1650 MW de termoeleétricas, concentradas na central do Ribatejo (a gás, de ciclo combinado, com cerca de 1180 MW) e de Lares. No que diz respeito à potência instalada no parque electroprodutor nacional em 2012, de acordo com os Dados Técnicos de Eletricidade da REN, a distribuição era a seguinte [8]:

- 11935 MW em PRO e 6611 MW em PRE;
- Na PRO havia: 5239 MW de Hídrica e 6697 MW de Térmica (Carvão, Gás Natural e outros);
- Na PRE havia: 417 MW de Hídrica, 4194 MW de Eólica, 618 MW de Térmica, 220 MW de Solar e 1161 MW de Cogeração (a partir das centrais termoeleétricas).

É possível verificar na figura 2.1 a evolução do consumo energético em Portugal, desde 2003 a 2012, assim como o índice de produtibilidade hidroelétrica, observando-se alguns picos de produção em 2003 e 2010, dados esses comprovados pelo Índice de Produtibilidade Hidroelétrica (IPH), representados na figura 2.2. O indicador IPH permite quantificar o desvio do valor total de energia produzida por via hídrica, num determinado intervalo de tempo, em relação à que se produziria se

ocorresse num regime hidrológico médio. Se  $IPH > 1$ , considera-se um ano húmido, mas se  $IPH < 1$  então o ano é seco. Os índices de IPH foram, respetivamente, 1,36 e 1,31 para os anos 2003 e 2010, classificando-se assim anos húmidos.

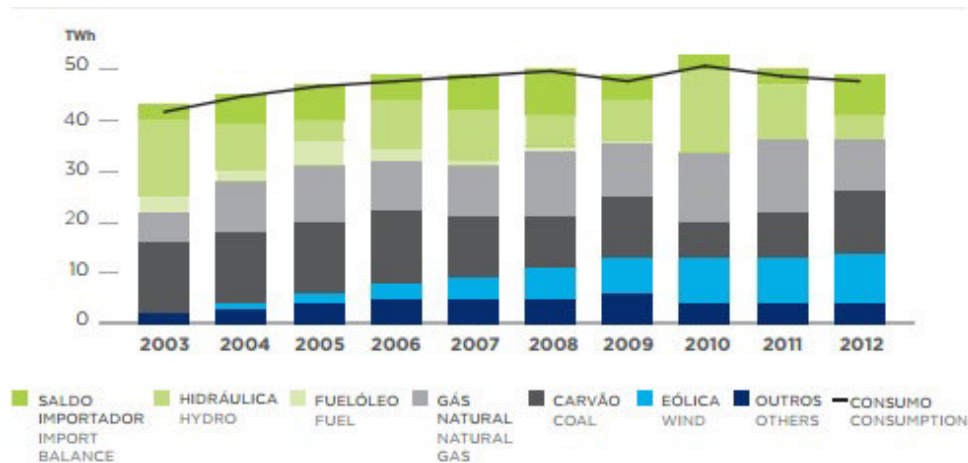


Figura 2.1: Evolução do Consumo Energético em Portugal

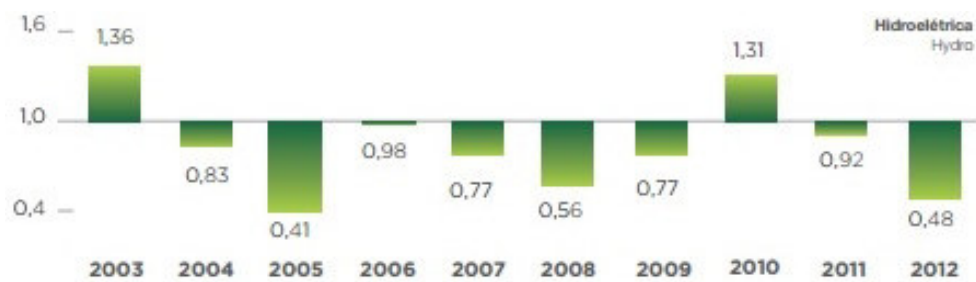


Figura 2.2: Índice de Produtibilidade Hidroelétrica

O consumo de energia elétrica não é igual durante todo o ano, nem durante todo o dia, como se pode verificar nos diagramas de carga seguintes [9]:

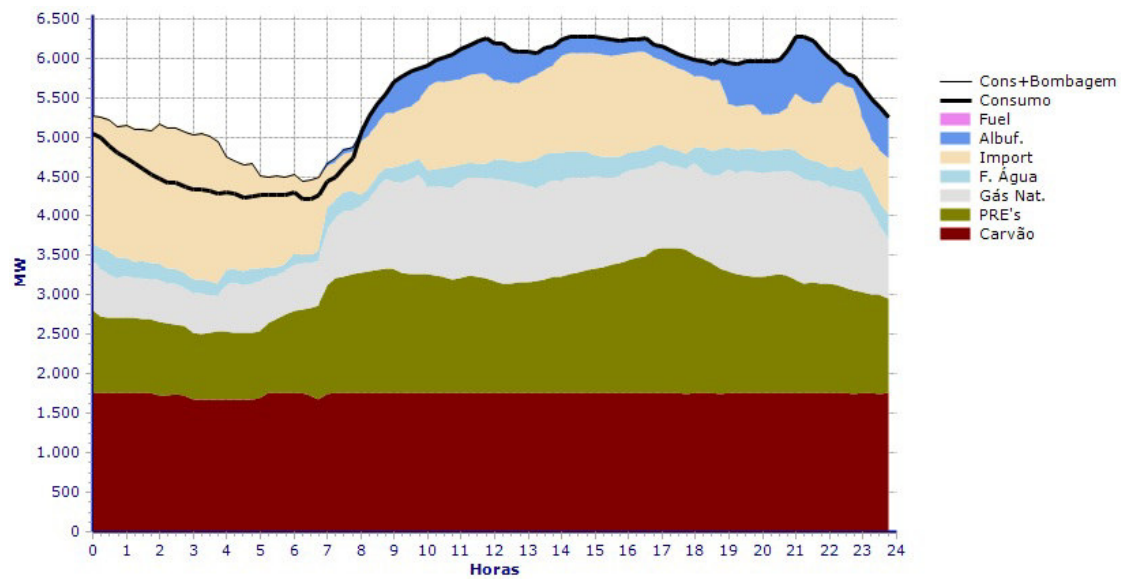


Figura 2.3: Diagrama de Carga num dia de Verão

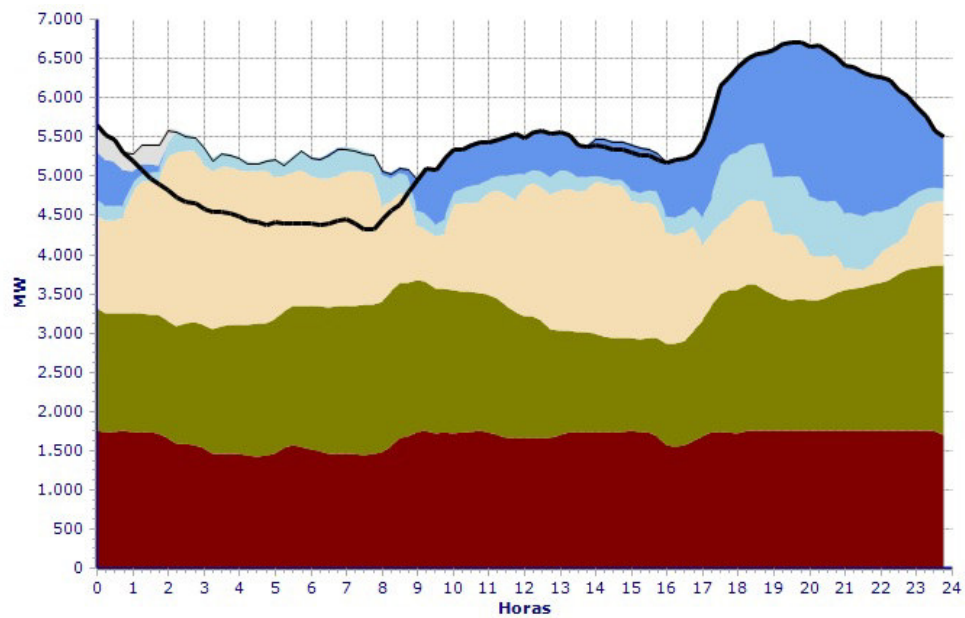


Figura 2.4: Diagrama de Carga num dia de Inverno

A figura 2.3 representa o consumo total num dia de Verão (12 de Agosto de 2012) enquanto a figura 2.4 ilustra um consumo num dia de Inverno (12 de Dezembro 2012). Facilmente se observa a existência de maior consumo em período de Inverno, pois o número de horas de Sol é menor nesta época do ano, comparativamente aos dias de Verão, levando a uma maior necessidade de iluminação artificial e de aquecimento.

Confirma-se igualmente que o consumo não é idêntico durante as 24h do dia, existindo horas de vazio (associadas ao período da noite) e horas de ponta (períodos de plena atividade durante o dia). Na existência de variações significativas de carga nas horas de ponta, os aproveitamentos hidroelétricos têm a capacidade de arrancar os grupos de forma instantânea e colocam rapidamente a potência necessária em rede, satisfazendo assim o aumento de carga.

## 2.2 Políticas Energéticas

As preocupações com o meio ambiente aumentam de dia para dia e o aquecimento global e as alterações climáticas evidenciadas ao longo destes últimos anos têm levado a uma maior consciência ambiental, surgindo a necessidade de preservação do meio ambiente. Vários países têm implementado políticas de redução de emissões de  $CO_2$  e apostado em energias limpas e renováveis, tais como energias hídricas, eólicas e solar.

No ano de 1992, grande parte dos países do mundo assinaram o tratado internacional da Convenção-Quadro, das Nações Unidas sobre a Mudança de Clima e mais tarde, em 1997, no Japão, foi discutido o Protocolo de Quioto, assumindo-se assim sérios compromissos para a redução das emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE) apontados como a principal causa do aquecimento global. Este Protocolo implementa uma reforma dos setores de energia e transportes, promove o recurso a fontes de energia renovável, protege florestas e impõe limites nas emissões de metano, no tratamento de resíduos, nos diversos países aderentes [10]. Este acordo entra em vigor a 16 de Fevereiro de 2005, no entanto a União Europeia assinou-o em 1998, assumindo uma redução global, em gases poluentes, de 8% no período de 2008-2012, entre os vários Estados-Membros.

De forma a cumprir os objetivos estabelecidos, o Governo Português criou a Comissão para as Alterações Climáticas (CAC), pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 72/1998, de 29 de Junho, que elabora o Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC), apresentado em 2002, para discussão pública. Este programa sugere “*reduzir os níveis de emissão dos GEE e fazer cumprir os compromissos assumidos no âmbito do Protocolo de Quioto e do acordo de partilha das responsabilidades da EU*”[11].

Considerando a necessidade de atenuar as alterações climáticas e de cumprir as metas internacionais estabelecidas, Portugal aprova pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 196/2005, de 24 de Outubro, a Estratégia Nacional para a Energia (ENE). A base dessa orientação política nacional determina “garantir a segurança do abastecimento de energia, através da diversificação



dos recursos primários e dos serviços energéticos e da promoção da eficiência energética na cadeia da oferta e procura de energia” e para tal refere o “reforço das energias renováveis”. Como medidas a adotar, a ENE descreve “a intensificação e diversificação do aproveitamento das fontes renováveis de energia para a produção de eletricidade, com especial enfoque na energia eólica e no potencial hídrico ainda por explorar”, considerando “as componentes eólica e hídrica como vetores fundamentais para o cumprimento dos objetivos” arrojados [12].

Uma vez que se constatou que várias medidas não estavam a ser cumpridas, foi criado um novo PNAC, em 2004 e para Portugal se reaproximar dos objetivos internacionais, a revisão do CAC deu origem a um novo PNAC, aprovado em Resolução do Conselho de Ministros n.º 104/2006, de 23 de Agosto. Relativamente à energia hídrica, este programa estipulava a meta de 5 000 MW hídricos (> 10 MW) até 2010 [13].

Mais tarde, o PNAC 2006 foi revisto pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 1/2008, de 4 de Janeiro, sendo substituído pelas “Novas Metas 2007”. Pretende-se assim uma meta de 45% do consumo de eletricidade a partir de fontes renováveis. Relativamente à energia hídrica, pretende-se atingir os 5 575 MW de potência instalada até 2010, mais 575 MW do que no PNAC 2006, aproveitando assim 46% do potencial já existente. Para 2020, as “Novas Metas 2007” destacam 7 000 MW hídricos a instalar em Portugal, aproveitando assim 70% do potencial hídrico existente. De forma a atingir a meta, o Governo aprovou os aproveitamentos hidroelétricos do Baixo Sabor e Ribeiradio/Ermidia e refere ainda o Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH), aprovado em 2007, no qual constam 10 aproveitamentos hidroelétricos a implementar num total de 1 096 MW de potência instalada, 807 MW dos quais reversíveis [14].

Tabela 2.5: Aproveitamentos seleccionados no PNBEPH [14]

Aproveitamento	Bacia	Rio	Tipo	Potência Instalada [MW]
Foz Tua	Douro	Tua	Reversível	234
Padroselos	Douro	Beça/Tâmega	Reversível	113
Vidago	Douro	Tâmega	Reversível	90
Daivões	Douro	Tâmega	Reversível	109
Fridão	Douro	Tâmega	-	163
Gouvães	Douro	Torno/Tâmega	Reversível	112
Pinhosão	Vouga	Vouga	Reversível	77
Girabolhos	Mondego	Mondego	Reversível	72
Almourol	Tejo	Tejo	-	78
Alvito	Tejo	Ocreza	-	48

Para o auxílio no cumprimento do Protocolo de Quioto criaram-se o Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) e o Fundo Português de Carbono (FPC). O CELE é um instrumento de mercado intercomunitário que determina tetos às emissões de  $CO_2$  a várias instalações industriais, através de Programas Nacionais de Atribuição de Licenças (PNALE), para diferentes períodos (2005-2007 e 2008-2012). O FPC é o instrumento financeiro criado para suprir o défice de cumprimento do Protocolo de Quioto que subsiste da aplicação do PNAC e do PNALE, promovendo

a aquisição de créditos de emissão de GEE a preços competitivos.

Para 2020, os líderes europeus homologaram o Pacote Energia-Clima 20-20-20 da União Europeia, a 17 de Dezembro de 2008, que indica um esforço comunitário entre os vários Estados-Membros e onde constam os seguintes objetivos [15]:

- Redução de 20% de emissões de gases com efeito de estufa, perante os volumes emitidos no ano 1990, podendo ainda chegar a 30%, caso haja consenso internacional;
- Redução de 20% no consumo energético, elevando a eficiência energética;
- Aumento de 20% de energias renováveis no consumo final global (em 2005 a quota de renováveis na UE era de 8,5%), 10% dos quais no sector dos transportes.

Face às novas exigências traçadas, Portugal aprovou pela Resolução do Conselho de Ministros n.º29/2010, de 15 de Abril, a nova Estratégia Nacional para a Energia (ENE 2020). Esta, com prazo em 2020, defende uma diminuição da dependência energética externa do país (passar de 83/85% nos últimos anos para 74% em 2020) e uma forte aposta nas energias renováveis (alcançar 60% da eletricidade produzida com origem nessas fontes em 2020). A ENE 2020 afirma que, desta forma, é garantida a segurança do abastecimento energético e a sustentabilidade económica e ambiental do modelo energético nacional, contribuindo para a redução de emissões de CO<sub>2</sub> [16]. Para alcançar estes objetivos nas energias renováveis, a ENE 2000 promove a instalação de 8 600 MW de capacidade hídrica até 2020.

Em 2010, por Resolução do Conselho de Ministros n.º 93/2010, de 26 de Novembro, foi criado um novo Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC 2020), referente ao período entre 2013-2020, que deve fortalecer as políticas, medidas e instrumentos de carácter sectorial previstos no anterior PNAC 2006 e nas “*novas metas 2007*”; definindo medidas e instrumentos de forma a limitar as emissões dos sectores não CELE e prever responsabilidades sectoriais, assim como o financiamento e mecanismos de controlo e monitorização. Serão usados instrumentos de auxílio como o Roteiro Nacional de Baixo Carbono (RNBC), instrumento orientador para a definição das políticas a prosseguir e as metas nacionais a alcançar em termos de emissões de GEE, e os Planos Sectoriais de Baixo Carbono, para os sectores de cada ministério, devendo funcionar articulado ao RNBC [17].

O Protocolo de Quito será prolongado até 2020, com novas medidas para a redução das emissões de GEE, mas alguns países anunciaram que não irão contribuir para a redução das emissões, como por exemplo o Canadá, que saiu do Protocolo de Quioto em Dezembro de 2012 (à semelhança do que fizeram os EUA em 2001). O Japão, Rússia e Nova Zelândia, mesmo fazendo parte do protocolo, não se comprometeram a qualquer tipo de meta para a redução das emissões.

A 28 de Fevereiro de 2013, o Conselho de Ministros comunicou que foram aprovados o novo Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética (PNAEE 2016), para o período 2013-2016, e o novo Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER 2020), para o período 2013-2020. O principal objetivo da revisão do PNAEE é a projecção de novas metas para 2016 de forma a integrar as preocupações relativas à redução da energia primária para 2020. O PNAER foi

alterado atendendo ao cenário atual de excesso de oferta da produção de energia devido à diminuição da procura da mesma, adequando os custos associados. É de salientar que estes novos planos não preveem qualquer alteração nas metas para a potência hídrica instalada em 2020. Relativamente à energia eólica, foi estabelecida uma nova meta de 5300 MW de potência instalada, muito abaixo dos 8500 previstos nas “*novas metas 2007*”, explicado pela previsão de abrandamento da procura de energia [18].

## 2.3 Futuro dos Aproveitamentos Hidroelétricos em Portugal

### 2.3.0.1 Perspetiva do Consumo Energético em Portugal

A previsão de consumo de energia elétrica tem um papel muito importante, atualmente, porque permite avaliar a sustentabilidade de projetos de produção elétrica. A REN efetuou essa previsão, traçando dois cenários de evolução de consumo (superior e inferior), não descurando os efeitos das políticas energéticas implementadas até então, definidas no PNAEE, sobre o consumo final de eletricidade e a elevada aquisição de veículos elétricos em Portugal. Esta previsão é observada na figura 2.5 [19]:

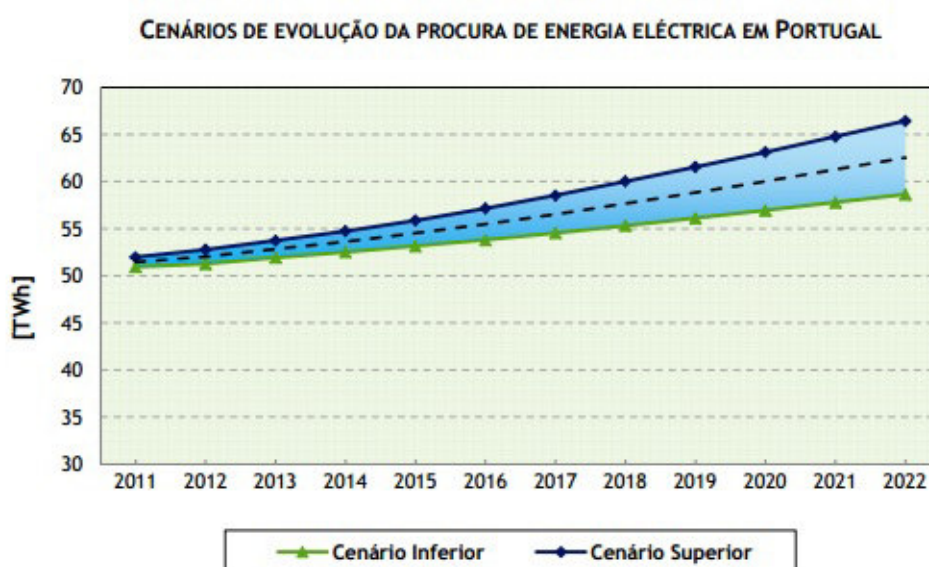


Figura 2.5: Cenários de previsão da evolução da procura de energia eléctrica em Portugal até 2022

Para o cenário de consumo superior, a taxa média de crescimento é de 2,3%, enquanto que para o cenário inferior, a taxa ronda os 1,3%, no entanto ambos podem-se denominar cenários otimistas, pois não foram considerados elementos de alguma importância, tais como: o aumento do IVA na eletricidade (em Outubro de 2011, o IVA na eletricidade aumentou de 6% para 23%), a atual crise económica vivida em Portugal, onde cada vez mais o poder de compra dos portugueses

é menor, levando a uma diminuição do consumo energético e a introdução de veículos elétricos em Portugal não foi tão elevada como o previsto, aquando desta previsão.

Foram vendidos apenas 18 veículos elétricos em 2010, 203 em 2011 e até Novembro de 2012 foram registadas 29 vendas de viaturas elétricas, segundo dados da Associação Automóvel de Portugal (ACAP) [20].

Caso se considerem os cenários traçados pela REN, conclui-se que em resposta ao aumento do consumo energético, em especial nas horas de ponta, é fulcral a construção de novos centros produtores, satisfazendo assim as necessidades energéticas nos anos próximos. Os cenários de evolução das pontas de carga traçados pela REN são os seguintes (Verão e Inverno) [19]:

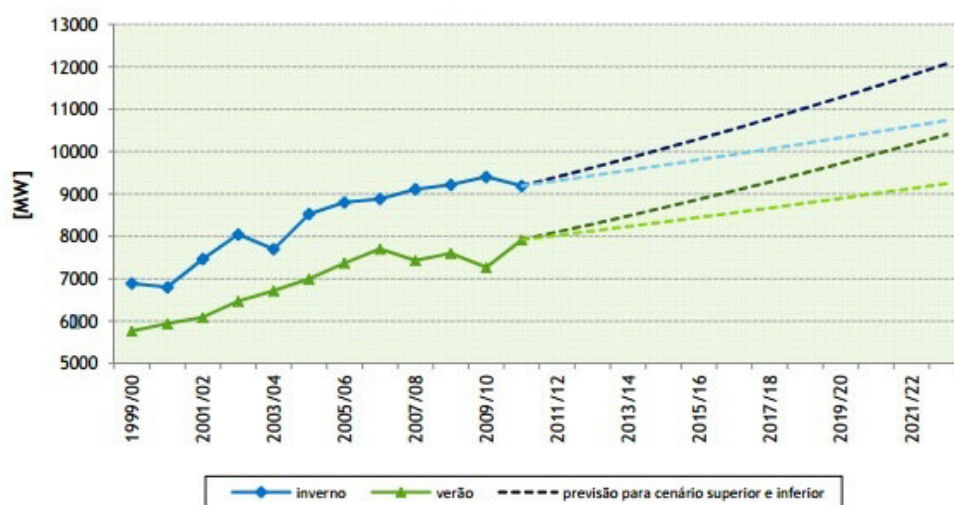


Figura 2.6: Histórico e perspectivas de evolução das pontas sazonais em Portugal Continental até 2022

### 2.3.0.2 Dependência energética e potencial hidroelétrico a explorar em Portugal

Segundo o Ministério da Economia e da Inovação, de 2007, Portugal e Grécia são os países da União Europeia com mais de 54% do seu potencial hídrico por aproveitar e são igualmente os países com maior dependência energética externa, como se pode constatar na figura 2.7

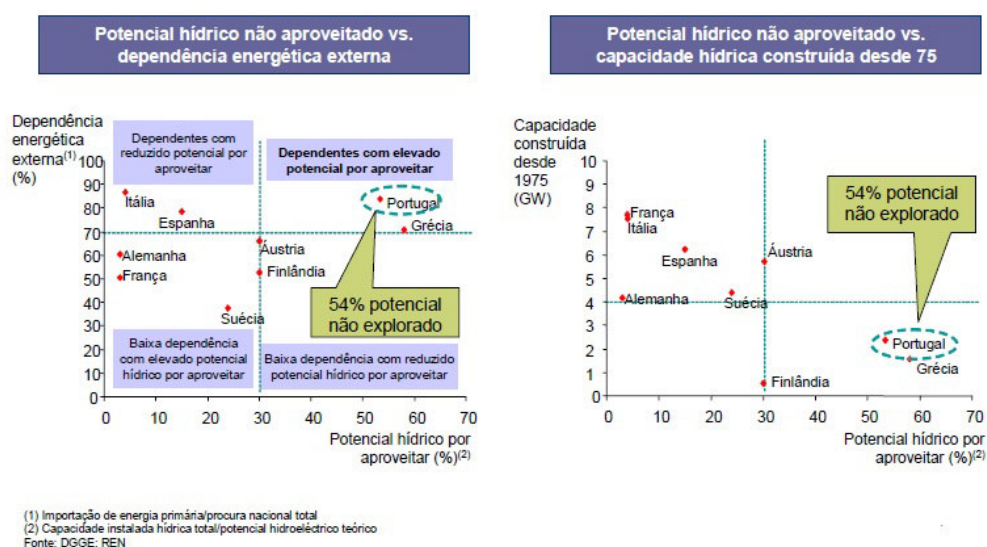


Figura 2.7: Potencial hídrico não aproveitado vs dependência energética externa

Através do funcionamento dos aproveitamentos hidroelétricos, Portugal poderá reduzir o consumo energético pelas centrais térmicas, principalmente em horas de ponta, reduzindo assim a importação de matérias-primas poluentes, como o carvão e o gás natural e a dependência energética do exterior. Relativamente ao potencial hídrico por explorar, Portugal aproveitaria 80% do potencial hídrico já existente (definido pelo ENE 2020), contra os quase 50% atualmente (dados de 2007), provando assim que tem capacidade de armazenamento para a construção de albufeiras e centrais hídricas, nos afluentes dos seus principais rios.

### 2.3.0.3 Novos aproveitamentos hidroelétricos e reforços de potência

Segundo o Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNT 2012-2017 (2022) da REN, de Julho de 2011, Portugal tenciona que sejam concretizados vários aproveitamentos hidroelétricos novos, bem como reforços de potência de aproveitamentos já existentes, de modo a que, em 2022, a potência introduzida seja de 4992 MW.

Previsão de novas centrais hidroeléctricas - PRO		
Aproveitamento	Potência instalada [MW]	Data de entrada ao serviço
Picote II	246	DEZ 2011
Bemposta II	191	DEZ 2011
Alqueva II	256 (Rev)	JUL 2012
Ribeiradio + Ermida	71 + 6	FEV 2014
Baixo Sabor	140 (Rev) + 31 (Rev)	AGO 2014
Venda Nova III	736 (Rev)	JUL 2015
Salamonde II	207 (Rev)	AGO 2015
Foz Tua	251 (Rev)	SET 2015
Alvito	225 (Rev)	DEZ 2015
Girabolhos + Bogueira	335 (Rev) + 30	DEZ 2015
Fridão	238	MAR 2016
Alto Tâmega	160	JUN 2016
Daivões	114	JUL 2016
Gouvães	880 (Rev)	DEZ 2016
Paradela II*	320 (Rev)	JUL 2018
Carvão-Ribeira*	555 (Rev)	MAR 2020
<b>Total</b>	<b>4992</b>	
<b>Total de Bombagem</b>	<b>3936</b>	

Figura 2.8: Novos aproveitamentos hidroelétricos e reforços de potência previstos até 2022

Na previsão anterior, os aproveitamentos de Ribeiradio/Ermida e Baixo Sabor foram considerados por decisão Governamental, os reforços de potência definidos nas “*Novas Metas 2007*” foram os de Picote, Bemposta e Alqueva. No PNAER encontram-se os aproveitamentos de Salamonde, Venda Nova e Paradela e os seleccionados no PNBEPH só avançaram 7 para a construção, com potência superior e o aproveitamento ainda em estudo de Carvão-Ribeira. Alguns aproveitamentos sofreram alterações na data prevista de entrada ao serviço: aproveitamentos de Foz Tua (previsto para 2016), do Fridão (previsto para 2018, em fase de licenciamento) e do Alvito (previsto para 2005, no entanto surge uma reformulação do projeto que poderá condicionar esta previsão). Para além disso, o reforço de potência em Paradela ainda não tem licença atribuída pela DGEG nem solução de ligação à Rede Nacional de Transporte (RNT). O reforço de potência da central de Cabril, referida no PNAER, ainda não tem data prevista para o início e fim de construção, daí não ser considerado no PDIRT 2012-2017 (2022).

Maioritariamente, os aproveitamentos hidroelétricos e reforços de potência apresentados na figura 2.8 são aproveitamentos reversíveis (com bombagem), dos 4992 MW de potência instalada previstos, 3936 MW são de aproveitamentos hidroelétricos reversíveis .

#### **2.3.0.4 Reversibilidade**

Existem aproveitamentos com a capacidade de bombear a água armazenada na albufeira de jusante para montante, normalmente em períodos noturnos, para esta ser mais tarde utilizada no turbinamento. A bombagem é feita durante a noite pois os preços da energia elétrica são inferiores e durante o dia procedem ao turbinamento da água, altura em que os preços são mais elevados, gerando assim mais receitas.

A reversibilidade é um aspeto importante para a manutenção do equilíbrio do sistema elétrico perante a existência de quantidades importantes produção de energia intermitente, mais propriamente, a produção de energia eólica. Este tipo de produção de energia utiliza o vento como matéria-prima, que tem como problema o seu carácter aleatório provocando assim variações na produção. Durante a noite tem-se verificado uma maior produção energética. Caso a energia produzida seja superior ao consumo em determinado momento, verifica-se um excesso de energia eólica no sistema que poderá ser exportado para Espanha. No entanto, Espanha poderá verificar o mesmo problema e assim as centrais hidroelétricas apresentam um papel muito importantes, na medida em que aproveitam esse excesso de energia eólica na rede para o processo de bombagem da água, evitando o seu desperdício

Outra característica importante da reversibilidade é que, quando são previstos períodos de aumento de consumo nas horas de ponta, as centrais hidroelétricas conseguem injetar mais energia elétrica na rede, uma vez que podem arrancar quase instantaneamente não dependendo dos caudais disponíveis, como se verifica nas centrais hidroelétricas sem capacidade de bombagem.

#### **2.3.0.5 Bacia Hidrográfica do Douro**

Dos 14 aproveitamentos hidroelétricos/ reforços de potência previstos para Portugal, 8 integram a Bacia Hidrográfica do Douro.

Em 2011, contam já 11 hídricas, 10 das quais com potência instalada superior a 30 MW, explorados por Portugal, totalizando assim 1951 MW, cerca de 42% da potência total instalada em Portugal Continental [22].

A Figura 2.9 representa a cascata do Douro Nacional e os aproveitamentos hidroelétricos explorados por Portugal e ainda os reforços de potência e novos aproveitamentos a construir (início 2011).





Figura 2.9: Aproveitamentos hidroelétricos e reforços de potência do Douro Nacional

Segundo dados referentes de 2006 até 2010 da DGEG [23], conclui-se que a Bacia Hidrográfica do Douro contribuiu, em média, com 57,03% da produção hídrica nacional (considerando apenas os aproveitamentos com potência instalada superior a 30 MW, pelo que Varosa não entrou para o cálculo por ter apenas 25 MW instalados), isto é, 5 365 GWh, em que a maioria (93,45%) proveio dos aproveitamentos hidroelétricos do tipo fio-de-água existentes. Os aproveitamentos hidroelétricos portugueses, situados na Bacia Hidrográfica do Douro, revelam-se de extrema importância relativamente à produção de eletricidade, como se verifica de seguida:

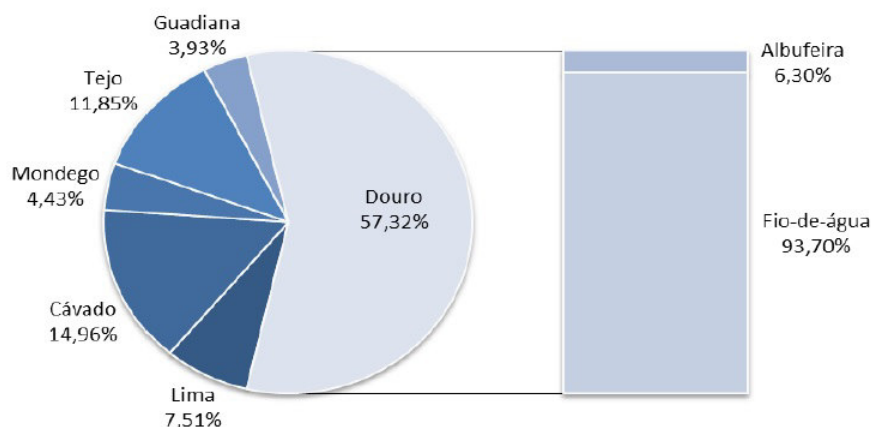


Figura 2.10: Produção hídrica média de cada Bacia Hidrográfica em Portugal entre 2004 e 2012

Os aproveitamentos hidroelétricos presentes na cascata nacional do Douro são do tipo fio-de-água que denota praticamente não existe capacidade de regularização de caudais, apesar da grande capacidade instalada e da sua importância para a produção de eletricidade. Em consequência, a produção de eletricidade submete-se à exploração dos aproveitamentos espanhóis a montante, tanto no troço principal como nos seus afluentes.

Confirma-se que a capacidade de armazenamento total prevista, aproveitada por Portugal é de apenas 9% ( $396 \text{ hm}^3$  em  $4465 \text{ hm}^3$ ), ao contrário da Espanha que aproveita 83% da capacidade de armazenamento prevista ( $7045 \text{ hm}^3$  em  $8470 \text{ hm}^3$ ). É urgente aproveitar o potencial hídrico existente no Douro Nacional, criando capacidade de armazenamento na Bacia Hidrográfica do Douro,



Tabela 2.6: Escoamento em regime natural e capacidade de Armazenamento da Bacia Hidrográfica do Douro

	Bacia Espanhola	Bacia Portuguesa
Área da Bacia Hidrográfica ( $km^2$ )	79000 (81%)	18500 (19%)
Escoamento em regime natural ( $hm^3$ )	15000 (65%)	8000 (35%)
Armazenamento total previsto ( $hm^3$ )	8470	4465
Armazenamento total atual ( $hm^3$ )	7045	396
% do total previsto	83%	9%

uma vez que a hidroeletricidade, tem um papel importante no sistema electroprodutor português ao conciliar os objetivos ambientais estabelecidos com os de segurança de abastecimento de energia.

Os reforços de potência de Picote e Bemposta, juntamente com o reforço da central de Miranda já concluído, mesmo não contribuindo para o aumento da capacidade de armazenamento, possibilitam um melhor aproveitamento dos caudais turbinados em Espanha (aproveitamento de Castro, na fronteira entre os dois países), evitando assim o desperdício dos caudais por incapacidade de turbinamento dos aproveitamentos de Bemposta e Picote, que se encontram imediatamente a jusante de Castro [22].

## 2.4 Aproveitamento Hidroelétrico do Baixo Sabor

Na sequência da suspensão da construção da barragem de Foz Côa, em virtude do património arqueológico subitamente encontrado, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 4/1996, de 17 de Janeiro de 1996, definiu como fundamental “assegurar o conveniente aproveitamento do potencial hídrico e energético do país, sendo por isso essencial o valor da água a armazenar no Douro superior e seus afluentes”, tendo resolvido “acelerar os estudos relativos a outros projetos de aproveitamento hídrico e energético no Douro superior e seus afluentes, com o objetivo de possibilitar a construção de uma barragem que possa cumprir funções hídricas e energéticas semelhantes às atribuídas à barragem de Foz Côa.” [24]. Foram então lançados os estudos referentes ao Aproveitamento Hidroelétrico do Baixo Sabor (AHBS), realizando-se o Estudo de Impacte Ambiental e o Estudo Prévio, entre 1996 a 1999, contudo foi necessário examinar o estudo de outras alternativas pelo que se procedeu à análise comparativa do AHBS com o Aproveitamento Hidroelétrico do Alto Côa, de modo a sustentar a melhor opção.

Em 2004, a Declaração de Impacte Ambiental emitiu um parecer favorável ao AHBS, em detrimento do Alto Côa, pelos seguintes motivos [25]:

- “É o único que contribuirá, em tempo útil, para o cumprimento dos compromissos assumidos por Portugal no âmbito da produção de energia a partir de fontes de energia renováveis e da redução de gases de efeito de estufa, diretamente, e, indiretamente, para a viabilização da expansão do parque eólico”;
- “A capacidade de controlo de caudais de ponta em caso de cheia é relativamente maior”... “sendo a capacidade de regularização de caudais também superiores”;

- “Garante a preservação do sítio de Arte Rupestre do Vale do Côa, classificado na Lista do Património Mundial da UNESCO, património que levou à inviabilização da barragem de Foz Côa”;
- “Exigirá um investimento significativamente inferior”... “sendo também significativamente inferiores os custos previstos para a produção de energia elétrica”.

*“A execução do projeto fica condicionada ao cabal cumprimento das medidas de minimização, planos de monitorização e das conclusões e recomendações dos estudos e planos a elaborar”.*

*“O desenvolvimento do projeto fica ainda condicionado à adoção de medidas compensatórias adequadas”... e “o preponente fica obrigado a contribuir para um fundo financeiro”* com o desígnio de beneficiar as populações das áreas envolventes.

Em 2007 foi anunciada a construção do AHBS, mas só em Junho de 2008 o Governo a atribuiu ao Grupo EDP [26], tendo arrancado a construção neste ano. A delonga na decisão da construção deveu-se às diversas tentativas, por parte de grupos ecologistas, na voz da Plataforma Sabor Livre, para evitar a construção, defendendo graves impactos ambientais na zona. Foi apresentada uma queixa na Comissão Europeia em 2004, contudo, em 2007, a mesma foi arquivada e a construção do empreendimento ganhou legitimidade para avançar [27].

O AHBS responsável pela segurança no abastecimento energético e estabilidade do sistema electroprodutor. Uma vez que é reversível, permitirá a acumulação de água em horas de menor consumo para posterior produção de eletricidade, em horas de maior solicitação, ou seja, durante o dia, auxiliando os picos do diagrama de carga. A energia excedentária produzida durante o período noturno, pelas eólicas, poderá ser aproveitada para o processo de bombagem. O funcionamento do AHBS em horas de ponta irá permitir a substituição do equipamento térmico nesses períodos. A diminuição do consumo de matérias-primas poluentes e integralmente importadas, a preços voláteis, possibilitará uma redução na fatura energética externa.

O AHBS confere um valor estratégico, não só como recurso energético, mas também como uma importante reserva de água. Situa-se na bacia do Douro, no rio Sabor, e o seu armazenamento útil previsto tem um valor significativo, pois representa uma reserva estratégica de água. A sua albufeira terá uma capacidade de armazenamento útil de  $630 \text{ hm}^3$  e será capaz de produzir 0,5% da energia produzida em Portugal. A maioria dos escalões existentes no troço nacional do Douro, como são do tipo fio-de-água, não têm capacidade para reter aflúências, pelo que dependem doutros escalões situados a montante (Saucelle e Aldeadávila), explorados por Espanha, para a produção de eletricidade. Esta barragem nasce para potenciar as quatro estruturas a jusante do AHBS, nomeadamente Valeira, Régua, Carrapatelo e Crestuma-Lever, permitindo-lhes o fornecimento de água, aumentando assim a produção média em 400 GWh e regularizar o rio Douro. Passa a ser possível retirar água do rio Douro e armazená-la no Baixo Sabor, a partir da barragem da Valeira.

O AHBS prevê a criação de uma reserva de água de emergência. Os volumes de água aí existentes serão, utilizados somente em períodos críticos aquando da verificação de carência de caudais e permitirão assegurar a alimentação deste aproveitamento, bem como os restantes situados

a jusante. Esta reserva corresponde a um volume significativo de água localizado imediatamente abaixo da zona normal de exploração, mas aonde é possível o seu funcionamento.

O Estudo de Impacte Ambiental previa a conclusão do AHBS em finais de 2009. Caso a data fosse cumprida este contribuiria para o cumprimento dos compromissos nacionais e internacionais assumidos até 2004 e expressos na Declaração de Impacte Ambiental, como o Protocolo de Quioto, a Diretiva 2001/77/CE e o PNAC 2004. Contudo o prazo definido para a conclusão da obra está prevista, segundo a EDP, para Agosto de 2014, o que não ajuda no cumprimento das metas a que se tinha inicialmente proposto. No entanto, o AHBS terá um relevante contributo para os objetivos definidos com o horizonte de 2020, nomeadamente o Pacote Energia-Clima 20-20-20, no âmbito da produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis e na redução dos gases com efeito de estufa, e a ENE 2020 com os 8 600 MW hídricos a instalar. Estima-se que possam ser evitadas anualmente, direta e indiretamente, cerca de 1,037 Mt de emissões, contribuindo assim para a redução dos GEE na atmosfera (em 2010, Portugal emitiu 74,8 Mt de gases com efeito de estufa).

Uma obra desta importância potencia diversos negócios na região, maioritariamente nos sectores do turismo e agricultura. A captação da água armazenada nas albufeiras permitirá o consumo doméstico, auxiliará na agricultura e indústria e as albufeiras criarão condições de navegabilidade. Também as medidas de compensação e minimização previstas beneficiarão as populações dos concelhos abrangidos pelas albufeiras, nomeadamente através da construção e melhoramento de infraestruturas e vias de comunicação.

## **Capítulo 3**

# **Análise Técnica**

Para projetar um aproveitamento hidroelétrico é necessário comparar e avaliar as diversas soluções técnicas apresentadas e possíveis que possam ser adotadas, relativamente a estruturas civis e a todos os equipamentos necessários a instalar, não só numa perspetiva de minimização de custos, mas também para uma garantia de segurança e fiabilidade na operação ao longo do tempo de vida útil de exploração do aproveitamento.

Nesta análise, procura-se fornecer uma abordagem técnica das medidas adotadas para o AHBS e as suas funções, nomeadamente para a albufeira, barragem, órgãos de segurança hidráulica, órgãos de exploração, central e subestação.

### **3.1 Localização**

O AHBS localiza-se na parte terminal do rio Sabor. O rio Sabor nasce na Serra de Gamoneda, em Espanha, a cerca de aproximadamente 1600 m de altitude e desagua no rio Douro, na aldeia de Foz do Sabor. O AHBS situa-se na Bacia Hidrográfica do rio Sabor, sendo que 84,4% desta se encontra em território português. O AHBS contém dois escalões: escalão de montante, considerado o escalão principal, localizado a 12,6 km da Foz do Sabor e o escalão a jusante, situado a 3 km desta.



Figura 3.1: Mapa da Bacia Hidrográfica do Rio Sabor

A albufeira relativa ao escalão de montante tem uma extensão de 60 km, percorrendo os concelhos de Torre de Moncorvo, Alfandega da Fé, Mogadouro e Macedo de Cavaleiros, enquanto a albufeira do escalão de jusante percorre as duas barragens e está localizado no concelho de Torre de Moncorvo.

### 3.2 Princípio de Funcionamento

Está previsto para ambos os escalões do AHBS, relativamente à produção energética, um número elevado de arranques e de mudanças do modo de funcionamento dos grupos, uma vez que as centrais hidroelétricas têm a particularidade de um arranque quase instantâneo e esta em particular contém reversibilidade, isto é os grupos geradores podem funcionar em dois sentidos, em modo turbina-alternador e em modo motor-bomba, dependendo se está a turbinar ou a bombear, mudando apenas o sentido de rotação da máquina.

Em modo turbina-alternador, a água que está armazenada nas albufeiras percorre o circuito hidráulico, adquirindo velocidade, sendo transportada até às pás da roda da turbina, rodando o alternador. Esta rotação e a consequente circulação de correntes de excitação provocam o fenómeno de indução na peça fixa do alternador, induzindo tensões de Média Tensão (MT). Esta tensão é elevada, pelos transformadores da subestação, até Muito Alta Tensão (MAT), reduzindo as perdas no transporte. Depois de turbinada, a água segue para a albufeira de jusante pela restituição. No processo de bombagem, a água da albufeira de jusante é devolvida à albufeira de montante, contrariando-se assim o curso natural da água, figura 3.2. Na chegada à subestação, pelas linhas de transporte, a energia em MAT é rebaixada para MT e esta é usada para colocar o motor em funcionamento, movendo a bomba. A água da albufeira de jusante é sugada pela bomba e retorna à albufeira de montante, para mais tarde ser novamente turbinada.

Uma vez que ambos os escalões podem conter grupos geradores reversíveis, o processo de bombagem pode ocorrer tanto no escalão montante como jusante, aproveitando a energia elétrica excedentária proveniente das eólicas, durante a noite, período de menor consumo.

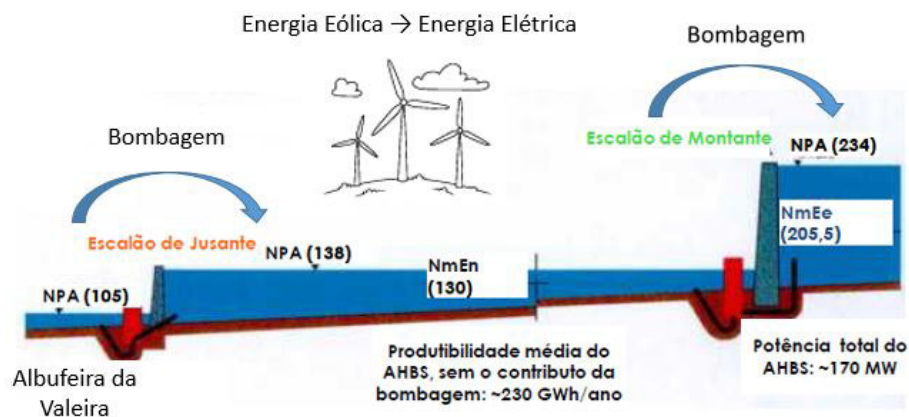


Figura 3.2: Princípio de funcionamento do AHBS – Bombagem

### 3.3 Planta Geral

O escalão de montante do AHBS é caracterizado por diversos componentes, ilustrados no esquema geral da figura seguinte:

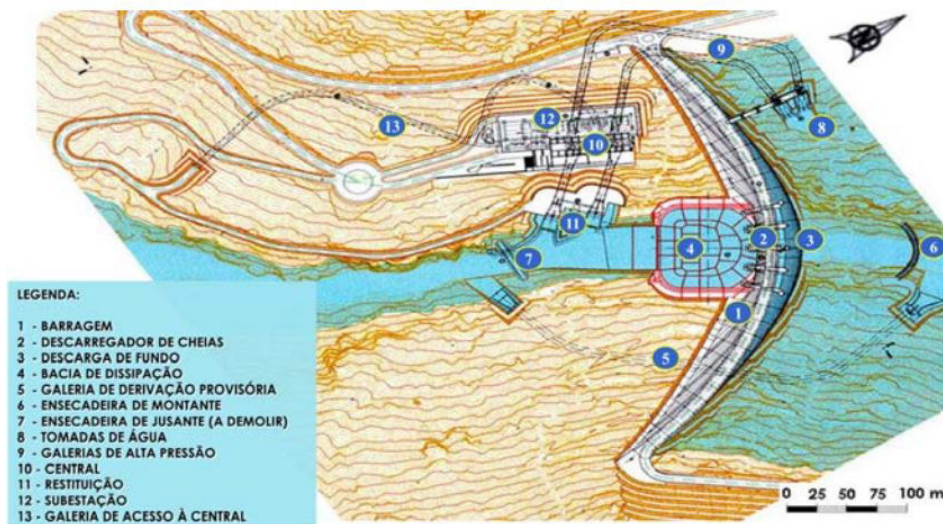


Figura 3.3: Esquema Geral do Escalão de Montante do AHBS

Este escalão é composto por uma barragem em abóboda de dupla curvatura, onde na parte central integra um descarregador de cheias do tipo lâmina livre, controlado por comportas cujo corpo é atravessado por uma descarga de fundo. A jusante da barragem existe uma bacia de receção e dissipação de energia. Na margem direita encontra-se uma central hidroelétrica em poço que aloja dois grupos geradores reversíveis de potência unitária 76,5 MW/85 MVA que integra na

rede de tensão 220 kV, no Escalão do Pocinho. A subestação exterior situa-se numa plataforma acima da central hidroelétrica.

O comando e controlo do escalão principal podem ser efetuados à distância, situação normal, ou localmente, situação de recurso. A central hidroelétrica é equipada com os dispositivos e automatismos necessários para um controlo a partir do Centro de Telecomando da Régua que é responsável pelo arranque/paragem dos grupos geradores, abertura/fecho das comportas dos órgãos de segurança e por garantir os caudais ecológicos na albufeira.

O esquema de jusante do AHBS é ilustrado pela figura 3.4:



Figura 3.4: Esquema Geral do Escalão de Jusante do AHBS

O escalão de jusante é constituído por uma barragem de gravidade com uma altura máxima de 45 m com um descarregador de cheias, controlado por comportas na parte central e por uma central em poço, localizada também na margem direita, equipada com dois grupos reversíveis de 15 MW cada um, alimentados por dois circuitos hidráulicos subterrâneos independentes. Está igualmente equipada com um posto de observação e comando.

### 3.4 Albufeira

A albufeira do escalão principal do AHBS permite o armazenamento de água, proveniente das aluências naturais ou do processo de bombagem. Esta albufeira apresenta um volume útil total de  $630 \text{ hm}^3$  com uma extensão de 60 km. Está prevista uma reserva de emergência de água com um volume de  $240 \text{ hm}^3$ , Tabela 3.1. O Nível Mínimo de Exploração excecional (ou de emergência) corresponde a uma cota abaixo do Nível mínimo de Exploração normal (NmEn) onde está reservado o referido volume de emergência que visa garantir, em períodos críticos de satisfação de consumos, a alimentação dos dois escalões do AHBS e dos quatro aproveitamentos a fio-de-água existentes no troço nacional do rio Douro a jusante da foz do rio Sabor (Valeira, Régua, Carrapatelo e Crestuma-Lever).



Tabela 3.1: Principais características da Albufeira do Escalão de Montante do AHBS [28]

Albufeira de Montante	
Nível de Pleno Armazenamento (NPA)	(234,0)
Nível Máximo de Cheia (NMC)	(235,0)
Nível mínimo de Exploração normal (NmEn)	(227,4)
Nível mínimo de Exploração excepcional (NmEe)	(205,5)
Volume total ao NPA	1095 $hm^3$
Volume total ao NMC	1124 $hm^3$
Volume útil normal de exploração	172 $hm^3$
Volume útil total	630 $hm^3$
Volume de Reserva Excepcional (ou de Emergência)	240 $hm^3$
Área inundada ao NPA	2820 ha
Área inundada ao NMC	2860 ha

A albufeira de jusante desenvolve-se integralmente no concelho de Torre de Moncorvo, tendo uma extensão de 9,6 km e, ao nível de pleno armazenamento, inunda uma área de 200 ha, proporcionando 30  $hm^3$  de volume. As características desta albufeira, retratadas na Tabela 3.2, são essenciais para o dimensionamento dos elementos que constituem o escalão de montante. Os volumes de água armazenados na albufeira de jusante garantem que o processo de bombagem possa ocorrer na central hidroelétrica do escalão de montante.

Tabela 3.2: Principais características da Albufeira do Escalão de Jusante do AHBS [28]

Albufeira de Jusante	
Nível de Pleno Armazenamento (NPA)	(138)
Nível Máximo de Cheia (NMC)	(138)
Nível mínimo de Exploração	(130)
Volume total ao NPA	30 $hm^3$
Volume útil de exploração	12 $hm^3$
Área inundada ao NPA	200 ha

### 3.5 Barragem

A barragem do escalão de montante é a barreira artificial em pleno rio Sabor que permite a retenção de grandes volumes de água tanto na albufeira de montante como na albufeira de jusante. A escolha do local a implementar a barragem foi baseada em aspetos de carácter ambiental, condições morfológicas, custos e em valias.

A barragem adotada para o local é do tipo abóboda de dupla curvatura em betão e apresenta uma altura máxima de 123 m acima do ponto mais alto da fundação tendo o seu coroamento um desenvolvimento de 505 m e uma espessura de 6 m. Uma barragem em abóboda é uma estrutura que em planta afunda a convexidade voltada para montante. É concebida de forma a transmitir às margens parte do impulso da água. O facto de ser de dupla curvatura significa que

a barragem é curva tanto na vertical como na horizontal. As principais características da barragem estão resumidas na Tabela seguinte:

Tabela 3.3: Principais características da Barragem

Barragem	
Tipo Estrutural	Abóboda de Dupla Curvatura
Material	Betão Convencional
Características	
Cota do Coroamento	(236)
Altura máxima acima da fundação	123 m
Desenvolvimento total do coroamento	505 m
Relação corda/altura	3,492
Espessura no coroamento	6 m
Espessura na base da consola de fecho	27 m
Espessura máxima da abóboda	195 m
Volume total teórico	670.000 $m^3$

### 3.6 Órgãos de Descarga

O descarregador de cheias é o órgão de segurança hidráulica que permite o despejo parcial da albufeira de montante quando aí existirem caudais afluentes excedentários. Quando os volumes de águas existentes na albufeira de montante ultrapassam a cota correspondente ao Nível Máximo de Cheia (NMC) são descarregados para a albufeira de jusante. O descarregador de cheias é do tipo lâmina livre sobre a parte central do coroamento da barragem, sendo controlado por comportas e constituído por uma soleira descarregadora. Seguidamente, a jusante do pé da barragem situa-se uma bacia de receção e de dissipação.

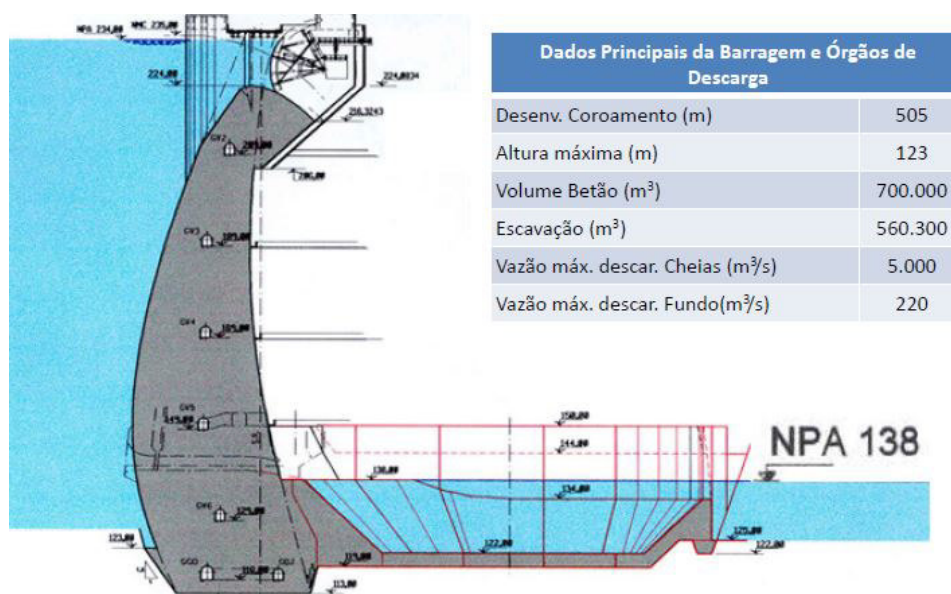


Figura 3.5: Corte Transversal do Descarregador de Cheias e da Bacia de Receção e Dissipação

O controlo de escoamento é efetuado através de comportas de serviço acionadas por servomotores hidráulicos. Cada vão tem uma comporta de serviço para efetuar a regularização dos caudais descarregados e pode abrir e fechar em carga. Estas comportas são do tipo segmento e a manobra pode ser concretizada automaticamente em função do nível de água na albufeira. O ensecamento dos vãos é efetuado por uma comporta ensecadeira do tipo corrediça, comum aos quatro.

O controlo de escoamento é efetuado através de comportas de serviço acionadas por servomotores hidráulicos. Cada vão tem uma comporta de serviço para efetuar a regularização dos caudais descarregados e pode abrir e fechar em carga. Estas comportas são do tipo segmento e a manobra pode ser concretizada automaticamente em função do nível de água na albufeira. O ensecamento dos vãos é efetuado por uma comporta ensecadeira do tipo corrediça, comum aos quatro.

A descarga de fundo é o órgão de segurança hidráulica que permite o esvaziamento da albufeira de montante sendo também utilizado para controlar a subida do nível da albufeira durante o primeiro enchimento. O Regulamento de Segurança de Barragens impõe que a descarga de fundo seja equipada por duas comportas: uma de proteção ou de guarda, a montante, na boca de entrada, do tipo vagão e, outra, de controlo de caudal ou de serviço, a jusante, na boca de saída, do tipo segmento. Ambas as comportas devem ser capazes de abrir e fechar em carga e são movimentadas por um servomotor hidráulico.

### 3.7 Circuitos Hidráulicos

O circuito hidráulico é um órgão de exploração, constituído por uma tomada de água, uma galeria em carga e pela sua restituição. No modo de turbinamento, a água que se encontra na albufeira de montante é encaminhada através de um circuito hidráulico (entra pela tomada de água

e percorre a galeria em carga) até à turbina que depois de a turbinar, expulsa-a (pela restituição) para a albufeira de jusante. Em modo bombagem, o sentido é inverso e a restituição toma funções de tomada de água, e vice-versa.

A implementação dos seus vários componentes procura reduzir a sua extensão, garantindo uma cobertura rochosa suficiente às estruturas subterrâneas, mantendo um afastamento reduzido entre as galerias, poços e entre estas estruturas subterrâneas e a fundação da barragem.

A solução adotada inclui dois circuitos hidráulicos independentes, um por cada grupo gerador.

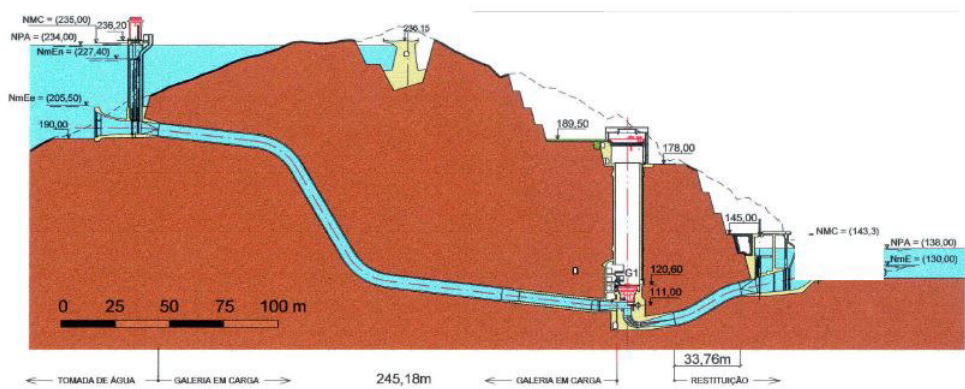


Figura 3.6: Corte Transversal do Circuito Hidráulico do G1

Tabela 3.4: Principais dados do Circuito Hidráulico e da Central

Dados Principais do Circuito Hidráulico e da Central		
Galerias do Circuito Hidráulico (2)	ømax (m)	5,7
	Extensão total (m)	242,7/331,8
Poços da Central (2)	øint (m)	11,5
	Altura (m)	82,80

De montante para jusante, esquematicamente, cada um dos circuitos hidráulicos é composto pelos seguintes componentes:

- Uma tomada de água (restituição em bombagem), constituída por um bocal e uma torre de manobra das comportas;
- Uma galeria em carga, com troços sub-horizontais e inclinados, sendo a última parte blindada até à entrada do grupo;
- Uma estrutura de restituição constituída por um curto troço de galeria inclinada, juntando o extremo do tubo de aspiração ao bocal de restituição (tomada de água em bombagem);

### 3.7.1 Tomadas de Água

A função das tomadas de água dos circuitos hidráulicos é reter a água em turbinamento, ou seja, captar água da albufeira de montante, e de restituição em bombagem, ou seja, captar água da albufeira de jusante.

Cada tomada de água é constituída por um bocal com secção transversal retangular e por uma torre de manobra dos equipamentos hidromecânicos onde se localizam a comporta ensecadeira (comum às duas tomadas de água) e a comporta de serviço, Figura 3.7:

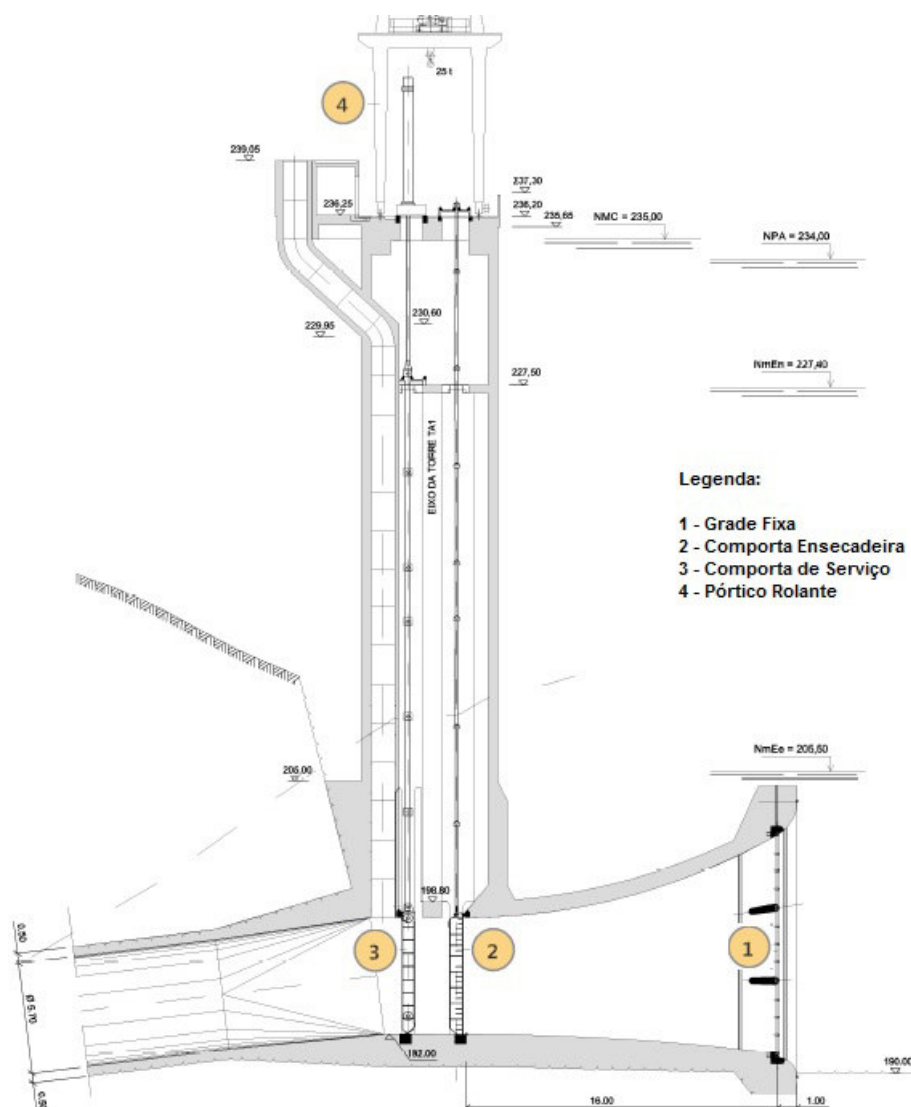


Figura 3.7: Perfil Longitudinal da Tomada de Água do Grupo G1

O bocal da tomada de água situa-se a uma cota abaixo do NmEe, pelo que se encontra sempre submerso. De forma a evitar a entrada de detritos sólidos nos circuitos hidráulicos, o bocal é provido de uma grade fina metálica, fixa a uma estrutura em grelha de betão armado.

A torre de manobra destina-se ao refúgio e manobra das comportas de serviço e da comporta ensecadeira. As comportas de serviço ou guarda instaladas são do tipo vagão com vedação a jusante e a sua função é o isolamento dos circuitos hidráulicos, atuando como órgãos de segurança, fechando em carga. A comporta ensecadeira é comum às duas tomadas de água e é do tipo corredeira com vedação a montante. Estas comportas destinam-se a fechos de emergência e a permitir pôr a seco os circuitos hidráulicos a jusante a quando da realização de operações de manutenção. As duas tomadas de água estão ligadas superiormente por uma plataforma e sobre ela desloca-se um pórtico rolante exterior que se destina à manobra.

Tabela 3.5: Principais características das Tomadas de Água

Tomada de Água	
Grades Fixas	
Número	2
Tipo	Fixas
Cota da soleira	(191)
Comportas de Serviço	
Número	2
Tipo	Vagão
Cota da soleira	(192)
Comporta ensecadeira	
Número	1
Tipo	Corredeira
Cota da soleira	(192)

### 3.7.2 Galerias em Carga

As galerias em carga ou também denominadas galerias de alta pressão conduzem a água desde a tomada de água até à entrada dos grupos geradores, no modo turbinamento e vice-versa, em modo bombagem.

O AHBS possui duas galerias deste tipo e cada uma faz a ligação da respetiva tomada de água até à caixa espiral que ocorre na entrada dos respetivos grupos geradores. É de salientar que os troços paralelos apresentam formas, diâmetros e revestimentos distintos e a galeria do grupo G1 apesar de ser menos extensa que a galeria do grupo G2, os seus mecanismos são semelhantes.

A água percorre a galeria de uma pressão inferior para uma pressão superior e os seus troços, inclinações e secções são selecionados de modo a minimizar as perdas de energia e atritos. As suas blindagens são auto resistentes quer à pressão interior quer a uma pressão exterior, sendo a velocidade da água, em fase terminal do circuito, muito elevada.

### 3.7.3 Restituição

Estas estruturas colocam os caudais turbinados na albufeira de jusante em modo de turbinamento e funcionam como tomadas de água em bombagem. Trata-se de dois circuitos hidráulicos independentes e o escalão de montante contém duas restituições.

Cada restituição é formada por uma galeria, uma ensecadeira e por um bocal, permitindo um elevado nível de proteção móvel. Posterior ao bocal é visível um curto canal de jusante, mas este já não pertence à restituição.

A galeria de restituição contém uma comporta de ensecadeira, do tipo corrediça, que permite pôr a seco toda a galeria de restituição. A abertura destas comportas realiza-se sempre em águas equilibradas com auxílio de um servomotor e o seu fecho só é realizado com as comportas das tomadas de água fechadas.

O bocal da restituição permite a transição entre a secção circular da galeria de restituição e a soleira de controlo a jusante, materializando assim a fronteira com o leito do rio, na albufeira de jusante. Este bocal localiza-se a uma cota inferior ao NmE da albufeira de jusante, estando sempre submerso. Cada bocal contém duas grades de proteção móveis, protegendo e impedindo a entrada de detritos sólidos. Estas grades são manuseadas em águas equilibradas, através de uma grua móvel, a partir de uma plataforma de manobra no topo dos bocais de restituição.

Tabela 3.6: Principais características da Restituição

Restituição	
Comporta ensecadeira	
Número	2
Tipo	Corrediça
Cota da soleira	116,85
Grades	
Número	4
Tipo	Corrediça
Cota da soleira	118,00

## 3.8 Central Hidroelétrica

Este é um órgão de exploração onde se localizam os dois grupos geradores (alternador-motor e turbina-bomba), instalados em dois poços subterrâneos independentes entre si, cobertos por um edifício que promove a descarga, montagem e movimentação dos restantes equipamentos e ainda as instalações do comando central.

A central situa-se a 100 m jusante da barragem, na margem direita e os poços dos grupos têm uma altura de 79 m, com secções transversais circulares. Na central estão instalados vários equipamentos, dos quais se destacam: os grupos geradores, o sistema de desafoamento da roda, o sistema de arranque, os sistemas de excitação e de regulação de tensão e os sistemas de regulação de velocidade.

### 3.8.1 Grupos Geradores

A central hidroelétrica do escalão montante do AHBS possui dois grupos geradores reversíveis e de eixo vertical, constituídos por uma turbina-bomba e um alternador-motor síncrono. A

configuração destes grupos permite reduzir em muito a sua altura e obter um conjunto rígido e equilibrado, uma vez que o rotor do alternador-motor está diretamente acoplado por uma linha de veios à turbina bomba.

Os grupos geradores podem funcionar de duas maneiras distintas: modo turbinamento e modo bombagem uma vez que são reversíveis, alterando o seu funcionamento consoante o sentido de escoamento da roda.

Em modo de turbinamento, os grupos geradores são responsáveis pela transformação de energia hidráulica em energia mecânica (turbina) e de energia mecânica em elétrica (alternador) enquanto no modo bombagem dá-se a transformação de energia elétrica em mecânica (motor) e de energia mecânica em hidráulica (bomba), no entanto, o motor não arranca do repouso sem o auxílio do sistema de arranque. Para a mudança de modo de funcionamento utiliza-se um sistema de desafoamento da roda [28].

Cada grupo contém um sistema de excitação, composto por um regulador de tensão e equipamento de regulação de velocidade e são explorados em regime de compensação síncrona, não se admitindo exploração em rede isolada ou reserva girante.

O caudal nominal em modo turbinamento é de  $170 \text{ m}^3/\text{s}$  e em bombagem é de  $140 \text{ m}^3/\text{s}$  e a tensão de produção prevista à saída do alternador é de 15 kV.

### 3.8.1.1 Turbina-Bomba

As turbinas-bomba a instalar são do tipo Francis reversível, de eixo vertical com distribuidor regulável. Esta máquina transforma a energia hidráulica em energia mecânica, em modo turbinamento, enquanto no modo bombagem a transformação é contrária. A potência gerada pela turbina hidráulica, no modo turbinamento, relaciona-se diretamente com a energia potencial gravítica da água que é armazenada na sua albufeira. Tendo em conta as perdas de carga no circuito hidráulico, a potência nominal de cada turbina é dada pela equação (3.1):

$$P = 9.8 \times Q \times (H - \Delta h) \times \mu \quad (3.1)$$

Onde:

- P-Potência nominal [MW]
- Q-caudal nominal de turbinamento [ $\text{m}^3/\text{s}$ ]
- H-queda estática nominal [m]
- $\Delta h$ - Perdas de Carga [m]
- $\mu$ -Rendimento Hidráulico [%]

As turbinas-bomba são dimensionadas para operarem à potência nominal, pois é nela que se obtêm melhores rendimentos, contudo a potência gerada depende da queda e do caudal turbinado. Quanto mais próximos os volumes de água se aproximam do NmEe, menor será a queda de água



implicando menor caudal a turbinar, logo o grupo funcionará a uma potência abaixo da nominal, produzindo menos energia. Caso exista excesso de água na albufeira, a uma cota acima do NMC, esta água é descarregada e não turbinada.

Tanto a seleção da velocidade de rotação específica como a fixação da submergência nas turbinas-bomba são condicionados pelos níveis das albufeiras de montante e jusante, a variação da altura de funcionamento, os rendimentos em turbina e em bomba e as suas dimensões. A velocidade de rotação específica da roda da turbina-bomba( $nq$ ) é dada pela equação (3.2):

$$nq = n \times \sqrt{Q}/H^{\frac{3}{4}} \quad (3.2)$$

Esta turbina funciona imersa na água e diz-se de reação pois a roda é atravessada pelo escoamento sob pressão, isto é, o escoamento na zona da roda faz-se a uma pressão inferior da pressão atmosférica.

### 3.8.1.2 Alternadores-Motores

O escalão montante possui dois alternadores-motores, cada um deles acoplado à respetiva turbina-bomba. A máquina poderá funcionar em dois modos distintos: alternador ou motor. O alternador recebe energia mecânica da turbina hidráulica (rotor) e entrega energia elétrica à rede; o motor absorve energia elétrica da rede e devolve energia mecânica à bomba hidráulica.

O cálculo do valor da tensão de produção ( $Un$ ) define-se por (3.3):

$$Un = 0.5 \times Sn^{\frac{2}{3}} \quad (3.3)$$

Esta expressão é usada para valores de potência aparente nominal,  $Sn$ , entre os 10 e os 200 (MVA), logo poderá ser aplicada, pois o valor de  $Sn$  do alternador é de 85 MVA. O valor obtido para a tensão de produção foi de 10 kV, contudo estabeleceu-se para o projeto o valor de 15 kV de forma a utilizar equipamentos dentro da gama *standard*.

### 3.8.2 Sistema de Desafogamento da Roda

O sistema de desafogamento da roda possibilita que a roda Francis da turbina-bomba gire no ar durante o arranque em bomba, reduzindo claramente a potência do conversor estático de frequência (a potência necessária é apenas 5% da potência do alternador-motor). É injetado ar comprimido na zona da roda e esta fica emersa, podendo girar no ar durante o arranque, difundindo menos energia do que num processo de roda afogada [28].

Cada grupo contém o seu próprio equipamento de desafogamento da roda, com uma instalação de produção e armazenamento de ar comprimido, assegurando assim as operações de desafogamento e afogamento, dispostos no “piso do equipamento de desafogamento” à cota (104,5). São igualmente usados para criar e manter o ar comprimido na zona da bomba durante o funcionamento do grupo em regime de compensação síncrona.

### 3.8.3 Sistema de arranque

Com a inércia do motor síncrono e da respetiva bomba, o motor não arranca para alcançar a velocidade do campo girante sem um auxiliar que o leve até perto da velocidade de sincronismo. O processo de arranque realiza-se através de um conversor estático de frequência, com a roda desafogada, atuando conjugadamente com a válvula cilíndrica.

O escalão de montante do AHBS tem instalado apenas um conversor estático de frequência que possibilita o arranque de um dos grupos geradores ou dos dois em simultâneo. O conversor é alimentado exclusivamente a partir da rede elétrica, através do transformador principal do grupo a lançar, e converte a energia elétrica absorvida da rede com uma tensão e frequência díspares e oscilantes. Também pode ser utilizado no arranque dos grupos como compensador síncrono.

Além dos equipamentos de potência, o conversor possui equipamento de comando e controlo, proteção e tradutores para medição de tensões, intensidades de corrente, velocidade e posição angular do rotor do alternador-motor.

### 3.8.4 Sistema de Regulação de Velocidade

Para um gerador ser integrado na rede síncrona terá de respeitar algumas condições:

- A frequência do gerador e da rede serem iguais;
- A sequência de fases do gerador tem de ser coincidente com a da tensão da rede;
- A tensão induzida do gerador e a tensão da rede deverão ter a mesma amplitude e fase.

O objetivo do regulador de velocidade é assegurar o equilíbrio entre a potência ativa gerada e consumida em todo o instante, mantendo a frequência constante da rede a 50 Hz. Na central hidroelétrica, ao abrirem as pás do distribuidor para turbinar a água, dá-se um aumento na velocidade de rotação da turbina que, estando diretamente acoplada ao rotor do alternador, resulta numa maior produção de energia elétrica, mas este processo não ocorre instantaneamente. Um aumento ou diminuição da carga induzida conduz a uma variação da velocidade angular, e como consequência esta leva a uma diminuição ou um aumento de frequência.

Para cada grupo gerador é necessário um regulador de velocidade, assegurando assim localmente o controlo primário de frequência. O regulador mede a velocidade de rotação do grupo e compara-o com o valor de referência, atuando sobre o distribuidor, variando assim a potência mecânica e por conseguinte a potência ativa fornecida pelo gerador.

O regulador de velocidade escolhido é um regulador eletrónico digital, do tipo hidráulico, com malhas de regulação PID (proporcional, integral e derivativo). Este regulador permite o arranque e a paragem automática dos grupos, assim como o seu controlo à distância. Cada regulador é responsável por:

- Regulação da velocidade em vazio;
- Regulação da potência ativa;

- Regulação da abertura do distribuidor;
- Limitação da potência ativa a um valor pré-fixado;
- Limitação da abertura do distribuidor a um valor ajustável.

### 3.8.5 Sistema de Excitação e Regulação de Tensão

O gerador síncrono requisita um sistema de excitação para fornecer uma corrente contínua ao enrolamento de excitação, bobinado no rotor, criando um campo magnético no entreferro.

Cada alternador-motor contém um sistema de excitação para regular diretamente a corrente de excitação de modo a obter-se um funcionamento estável dos grupos, em condições normais de exploração, com boa qualidade de resposta perante pequenas perturbações do exterior. Para manter a tensão de produção do alternador-motor constante face às solicitações de carga, é necessário um regulador de tensão para cada grupo gerador [28].

Cada sistema de excitação instalado é do tipo estático e é composto por um regulador de tensão do tipo digital com funções de comando e controlo, entre as quais os estabilizadores de sistema de potência, denominado por *Power System Stabilizer (PSS)*. Tais sistemas possibilitam o amortecimento das oscilações de potência do rotor, através do controlo da excitação. Os sistemas de excitação asseguram as seguintes funções:

- Regulação da tensão de produção;
- Regulação da corrente de excitação;
- Elaboração dos valores fixos de referência utilizados no arranque em bomba;
- Sobreexcitação dos grupos perante quedas significativas e bruscas da tensão de produção, evitando a perda de sincronismo;
- Desexcitação rápida em caso de supressão brusca de carga, por forma a limitar a consequente sobrelevação da tensão aos valores de segurança fixados;
- Estabilizador de potência.

O sistema de excitação estático instalado apresenta vantagens para as centrais hidroelétricas porque atua diretamente no rotor, permitindo uma resposta na regulação rápida e Aumenta a capacidade de controlo de oscilações e simplifica a aquisição de dados para o sistema de proteção e supervisão. A sua manutenção pode ser realizada com a máquina em funcionamento.

## 3.9 Subestação Exterior

A subestação do escalão montante do AHBS tem como funções injetar na rede de 220 kV a energia produzida nos grupos, em modo turbinamento, e absorver a energia da rede, alimentando os grupos durante o seu funcionamento em modo bombagem.

Nesta subestação estão presentes aparelhagens (painéis de grupo), ligações (painel de linha) e estruturas metálicas (barramento de conjugação), entre os quais se destacam:

- Transformadores principais;
- Disjuntores de grupo e de linha;
- Seccionadores;
- Descarregador de sobretensões;
- Transformadores de medida;
- Cabos de guarda;
- Linha para o Pocinho e de reserva;
- Barramento de conjugação e de integração.

Os principais transformadores ligam, através dos respetivos painéis de grupo a 220 kV, a um barramento de conjugação e este a uma linha aérea de 220 kV interligando a subestação de montante do AHBS à subestação do Pocinho. A interligação entre painéis de grupo e o painel de linha é feita por um barramento de interligação a 220 kV. A aparelhagem de corte e manobra deve suportar tensões elevadas nas piores condições de chuva e poluição, estados menos favoráveis.

### 3.9.1 Transformadores Principais

Os transformadores principais localizam-se junto à torre da chegada dos barramentos à tensão de produção (15 kV) ligando o grupo ao transformador. Estes transformadores são trifásicos (2 x 90 MVA), em banho de óleo, de arrefecimento ONAF (denominado de “líquido com ventilação forçada”), para montagem exterior e o seu grupo de ligações é da forma YNd [28].

Em modo turbinamento, estes transformadores são capazes de elevar a tensão de produção à saída do alternador de 15 kV para 220 kV sendo posteriormente transportada nas linhas de MAT.

No modo bombagem, o sentido é inverso, isto é, a energia elétrica (poderá ser aproveitada a produção eólica excedentária no período da noite) percorre as linhas de transporte até chegar aos transformadores principais que rebaixa a tensão de 220 kV para os 15 kV.

A proteção dos transformadores trifásicos principais é efetuada pela instalação, em cada uma das fases, de descarregadores de sobretensões unipolares. Este equipamento atesta a proteção relativamente a sobretensões, nomeadamente aquando de uma descarga atmosférica diretamente nas linhas de AT, o equipamento vai “descarregar a corrente” para o circuito de terra. O material associado é o óxido de zinco e são providos com contadores individuais de descargas e com limitadores de pressão.

### 3.9.2 Disjuntores

O disjuntor, dispositivo eletromecânico, protege os circuitos contra sobreintensidades (curto circuitos ou sobrecargas), interrompendo o circuito elétrico numa câmara de corte (tem como material isolante o gás hexafluoreto de enxofre ( $SF_6$ )). Relativamente ao tipo de exploração da central, exige-se dos disjuntores uma elevada fiabilidade mecânica.

### 3.9.3 Seccionadores

O seccionador é o equipamento de corte visível mas que não possui poder de corte em carga, usado no isolamento dos restantes equipamentos da subestação em caso de manutenção. O corte visível é importante e fundamental na segurança de pessoas. É um dispositivo de manobra.

### 3.9.4 Transformadores de Medida

Nesta subestação existem transformadores de medida: transformadores de intensidade e transformadores de tensão. Na medida em que não é possível uma ligação direta à aparelhagem de medida, usam-se estes transformadores que reduzem as grandezas para valores convenientes adaptados à aparelhagem de medida.

Para a medição de corrente, usa-se o transformador de intensidade que transforma a corrente circulante no enrolamento primário numa corrente induzida no circuito secundário (proporcional ao primário mas muito reduzida). A leitura é feita, em segurança, no enrolamento secundário (dará a relação da corrente que passa nesse circuito num dado instante).

O transformador de tensão reduz a tensão do enrolamento primário para valores mais baixos para que a leitura da tensão seja possível, para valores convenientes e seguros, a partir do enrolamento secundário. Estes transformadores são importantes para monitorização da linha e medida [31].

### 3.9.5 Cabo de Guarda

O cabo guarda é um condutor conectado à terra e instalado no topo da torre com o objetivo de atrair para si descargas atmosféricas que, na sua ausência, incidiriam diretamente nos condutores fase ocasionando sobretensões superiores àquelas que a linha suporta. Assim, o cabo de guarda existente na subestação tem como função a proteção, uma vez que conduz as correntes excessivas, provenientes de descargas atmosféricas, para a terra, não danificando os restantes equipamentos da subestação.

### 3.9.6 Linha de Transporte

A central do Escalão de Montante do AHBS será, segundo a REN, integrada na Rede Nacional de Transporte ao nível de tensão de 220 kV, por um novo painel de linha a executar na subestação do Pocinho. A interligação será estabelecida por uma linha simples de 220 kV com cerca de 16,6 km de extensão. A ligação do escalão de montante do AHBS ao Pocinho consta no Plano

de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (PDIRT) a realizar até 2017 e situado na zona de Trás-os-Montes e eixo do Douro, como se observa na figura 3.8:

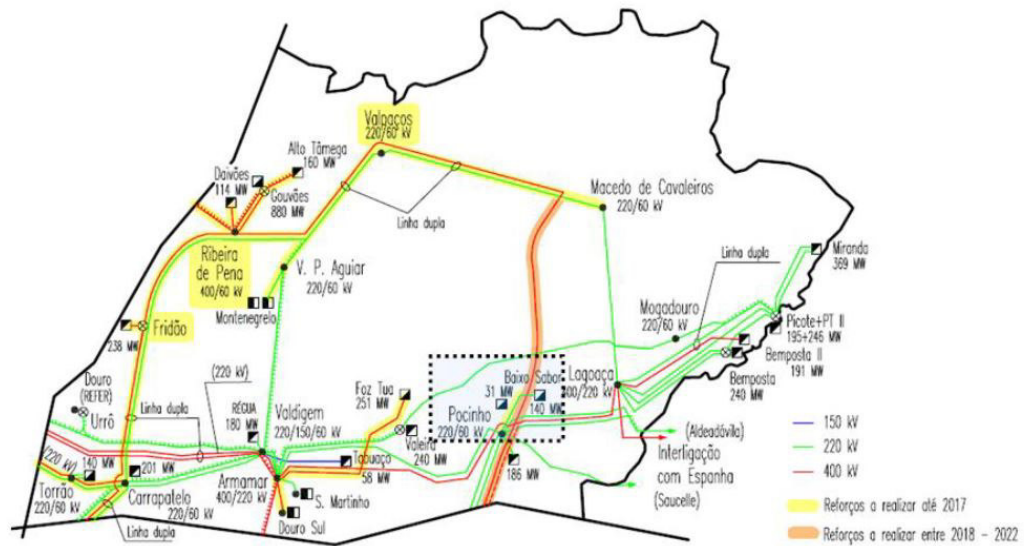


Figura 3.8: PDIRT para Trás-os-Montes e Eixo do Douro



## **Capítulo 4**

# **Análise Económica**

Para um projeto de investimento desta dimensão é imprescindível uma avaliação económica de modo a avaliar a sua viabilidade e credibilidade. Todos os investimentos intrínsecos à construção do AHBS, assim como os pagamentos associados deverão ser recuperados, através da venda da energia produzida nos mercados de eletricidade, assim como o fornecimento de serviços de sistema.

Não só é importante testar a viabilidade deste projeto, como também entender quais os impactos que este terá na sociedade, assim como no meio onde está inserido e para tal é crucial efetuar uma análise qualitativa do projeto de modo a compreender todos os motivos que efetivamente aprovaram a construção do AHBS.

### **4.1 Planeamento do Projeto**

Foram planeadas todas as tarefas relacionadas com o projeto do AHBS desde o ano de 2008 até 2009, considerando-se todos os investimentos, pagamentos e recebimentos. Todos os cálculos realizados ao longo deste planeamento poderão ser consultados no Anexo A.

O planeamento do AHBS divide-se em duas fases, uma fase inicial de construção e posteriormente uma fase de exploração.

#### **4.1.1 Fase de Construção**

A fase de construção do AHBS engloba todas as tarefas que decorrem desde 2008 até 2014, tendo uma duração de 6 anos, onde são apenas realizados investimentos. Tais investimentos depreendem a aquisição de terrenos, as obras de construção civil, os equipamentos instalados, a gestão e fiscalização de todo o projeto, assim como os imprevistos que surgem no decorrer do projeto. Também se inclui nesta fase o pagamento efetuado pela EDP para a concessão do AHBS.

As empreitadas acima referidas tiveram início em 2008 (com exceção do pagamento pela concessão e o pagamento dos equipamentos), decorrendo até ao ano de 2014. Os montantes dos investimentos realizados estão distribuídos segundo um calendário, disponibilizado pela EDP. Para o pagamento de expropriações de terrenos, indemnizações e recursos naturais estipulou-se



um prazo mais curto, sem os quais os restantes trabalhos dificilmente arrancariam. Os estudos e projetos surgem ao longo de toda a fase de construção, bem como a gestão e a fiscalização das obras. Os imprevistos para as tarefas acima descritas foram incluídos e foram igualmente distribuídos no tempo.

A EDP é ainda obrigada a financiar um Plano Trienal de Investimento e Desenvolvimento pertencente ao fundo de compensação do AHBS. Este pagamento tem a duração de três anos (2011 a 2013) [32]. Os investimentos considerados tanto na fase de construção como na fase de exploração encontram-se a preços correntes.

#### **4.1.2 Fase de Exploração**

A fase de exploração do AHBS corresponde ao tempo de vida útil do empreendimento, considerado de 75 anos, de acordo com o período de tempo de exploração que foi conferido pelo Governo à EDP. Este inicia-se em 2015 e termina em 2090.

Nesta etapa consideram-se pagamentos e recebimentos, diferenciando-se assim da fase de construção. Os pagamentos são respeitantes aos custos de Operação e Manutenção (O&M) e pessoal e do Fundo do Baixo Sabor que corresponde a 3% das receitas líquidas anuais obtidas nos mercados de eletricidade [25].

Entenda-se por recebimentos as estimativas das receitas líquidas obtidas em mercado de eletricidade, a remuneração pelo fornecimento de serviços de sistema e o incentivo de garantia de potência atribuído pelo Governo Nacional, durante os 10 anos iniciais na fase de exploração do AHBS [33].

Existe ainda uma parcela denominada “Ganho Douro” que representa os ganhos do Douro, relativamente a receitas, pela presença do AHBS no sistema. Os valores obtidos em cada ano para o ganho Douro estão sujeitos a uma taxa de crescimento do preço dos mercados de eletricidade (3%) (cenário fornecido pela EDP) e não com a inflação.

### **4.2 Investimentos e Pagamentos**

Quer na fase de construção como na fase de Exploração existem investimentos e pagamentos e estes englobam os custos associados à execução do aproveitamento hidroelétrico, os custos de O&M e pessoal e ainda o Fundo Baixo Sabor.

#### **4.2.1 Execução**

A construção de um aproveitamento hidroelétrico acarreta elevados custos, dos quais englobam a aquisição de terrenos, os custos de obras de construção civil e equipamentos hidromecânicos e eletromecânicos a instalar. Existem ainda custos de equipas de gestão e fiscalização de empreitadas, mão-de-obra especializada e custos de variados projetos realizados. Relativamente ao AHBS, o investimento disponibilizado pela EDP, associado a este projeto encontra-se descrito na figura 4.1:



Figura 4.1: Investimento no AHBS (preços correntes 2014)

Os preços dos investimentos fornecidos datam até Janeiro de 2014, preços correntes. O valor pago pela EDP, relativo à concessão do AHBS, é relativo a custos de Execução.

#### 4.2.2 O&M e Pessoal

Os custos relativos à O&M (operação e manutenção) e ao pessoal são considerados no início da fase de exploração e não poderão ser desprezados de forma alguma, no entanto poderiam ser avaliados separadamente, no entanto considera-se uma só parcela. O valor fornecido pela EDP foi de quase 2,8 kEur no ano inicial da fase de exploração (2015) e será atualizado ao longo dos anos, com uma taxa de inflação de 2%.

#### 4.2.3 Fundo do Baixo Sabor

Para que fosse autorizada a construção do AHBS, a EDP é obrigada a contribuir anualmente para a constituição de um fundo financeiro, designado de Fundo Baixo Sabor. O objetivo deste fundo visa “garantir a existência de iniciativas de desenvolvimento sustentável com base na valorização ambiental dos recursos naturais e patrimoniais da região, numa ótica de riqueza e de fomento de dinâmicas cívicas e de bem-estar social” [25].

Para a fase de construção, o Fundo Baixo Sabor apresenta um Plano Trienal de Investimento e Desenvolvimento 2011-2013, elaborado em Julho/2011, onde estão manifestadas as condições gerais de acesso ao financiamento para os meios de intervenção: valorização da paisagem, dos recursos naturais e patrimoniais; fomento da base económica regional e local; promoção da capacitação e bem-estar das populações e o desenvolvimento do turismo sustentável.

Durante a fase de exploração, de acordo com o previamente definido na Declaração de Impacte Ambiental, o “proponente fica obrigado a contribuir para a constituição do fundo financeiro, que deverá ser por este dotado anualmente com uma verba calculada na base de 3% do valor líquido anual médio de produção do empreendimento” [25]. Neste caso, para cada ano pertencente à fase de exploração, o valor do Fundo Baixo Sabor a atribuir pela EDP tem como base os 3% sobre a

estimativa das receitas líquidas geradas pelos dois escalões do AHBS em mercados de eletricidade, que terá início em Janeiro de 2015.

## 4.3 Recebimentos

Nesta secção serão abordados todos os recebimentos inerentes ao AHBS, todos eles na fase de exploração do projeto, começando pelas receitas obtidas no mercado de eletricidade, a remuneração obtida pelos serviços de sistema fornecidos e ainda o incentivo à garantia de potência.

### 4.3.1 Mercados de Eletricidade

As receitas do AHBS a obter nos mercados de eletricidade relacionam-se com a venda de energia elétrica produzida e que irá ser transacionada no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL).

Para a estimativa de remuneração do AHBS, foi utilizado um *software* de otimização, desenvolvido pelo Eng.º José Carlos Sousa, na sua dissertação de Mestrado e que permite “determinar uma estimativa da remuneração de centrais hídrias através da otimização da produção de energia elétrica em regime de mercado” [34].

É fundamental conhecer o funcionamento do MIBEL e de que maneira se pode estimar a remuneração do AHBS e como tal estes conceitos serão desenvolvidos nos subcapítulos seguintes.

### 4.3.2 Funcionamento do MIBEL

A produção de energia elétrica é uma tarefa liberalizada e totalmente aberta à concorrência, onde os agentes produtores oferecem a sua energia no mercado livre ou celebram contratos bilaterais diretamente com os distribuidores e/ou comercializadores. Em regime de mercado, a atividade de produção está associada a um mercado grossista, em que os agentes presentes na produção asseguram a colocação da mesma para satisfazer os consumos previstos dos agentes comerciais [35].

Após o acordo da sua implementação entre os Governos Português e Espanhol, a 14 de Novembro de 2001, o MIBEL entrou em funcionamento a 1 de Julho de 2007. No mercado ibérico intervêm todos os PRO ibéricos e os PRE espanhóis, contrariamente aos PRE portugueses, uma vez que em Portugal, a energia total produzida pelos PRE é vendida ao comercializador de último recurso, a um preço estabelecido administrativamente pelas tarifas *feed-in* [36].

O MIBEL funciona como um modelo misto, pois a produção e o consumo podem-se relacionar de duas maneiras distintas: pool simétrico e voluntário, englobando o mercado diário e intradiário, e os contratos bilaterais físicos e financeiros. O mercado em pool é gerido pelo OMIE (Pólo Espanhol do Operador de Mercado Ibérico), responsável por liquidações do mercado diário e intradiário [37].

É no mercado diário que se transaciona a maior quantidade de energia elétrica e caracteriza-se pelo cruzamento de ofertas de compra e venda, comunicadas pelos agentes que participam no mercado. A curva de venda é construída a partir da junção de todas as ofertas, organizadas de forma crescente dos preços oferecidos e irá intersestar a curva de compra, formada pelas ofertas

de compra de energia que se encontram distribuídas de forma decrescente de preços oferecidos. O valor de interseção das duas curvas, em cada hora, designa-se por preço de mercado (Market Clearing Price) e a energia elétrica correspondente é a quantidade negociada (Market Clearing Quantity) [37]. Assim, todos os produtores são remunerados pela energia que oferecem ao preço de mercado estabelecido e todos os compradores de energia elétrica pagam o preço de mercado, independentemente do preço oferecido. Aos produtores que oferecem energia elétrica a um preço acima do preço de mercado não serão despachados. De seguida exemplifica-se o funcionamento do mercado diário em dia e hora determinados:

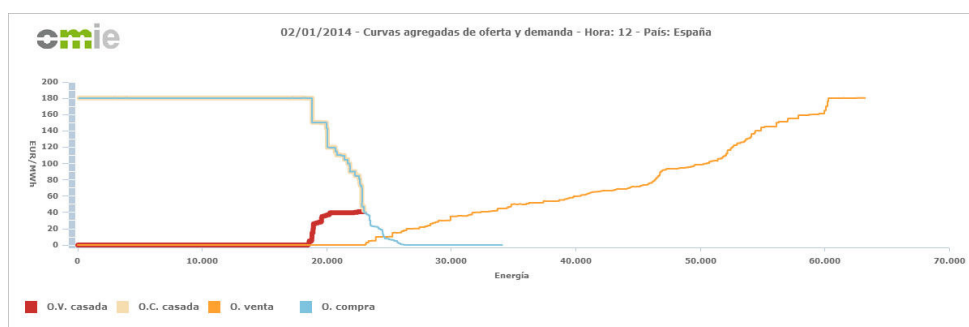


Figura 4.2: Funcionamento do mercado diário em dia e hora determinados (02-01-2014) [38.]

Relativamente às centrais hídricas do tipo fio-de-água, as ofertas destas surgem normalmente na região mais baixa da curva respetiva, e a energia proveniente destas é vendida a um preço mais reduzido. Para centrais hídricas com maior armazenamento, as suas ofertas são feitas consoante o custo de oportunidade das centrais térmicas mais caras. As propostas de venda das centrais térmicas são a preços normalmente mais elevados do que as hídricas devido a custos variáveis de produção, intrínsecos aos combustíveis usados e às emissões de  $CO_2$ .

A PRE portuguesa não tem participação no mercado diário, no entanto influencia-o uma vez que a energia que é vendida diretamente ao comercializador de último recurso vai reduzir a energia a ser transacionada no mercado diário.

A curva de compra resulta da ação dos agentes comercializadores para o fornecimento regulado de energia e fornecimento de energia no mercado livre aos consumidores finais. É nesta curva que se encontram as ofertas das centrais hídricas reversíveis para a compra de energia para os processos de bombagem, destacando-se numa região média/baixa da curva de compra.

Na figura 4.3, apresenta-se a evolução dos preços do mercado diário desde o funcionamento do MIBEL (Julho 2007) até 2013, inclusive. Verifica-se alguma volatilidade nos preços ao longo dos anos, devido à mudança dos preços dos combustíveis, alterações climáticas internamente ligadas à hidraulicidade e eolicidade, assim como ao estado de estrutura do parque electroprodutor e ainda ao diagrama de carga.

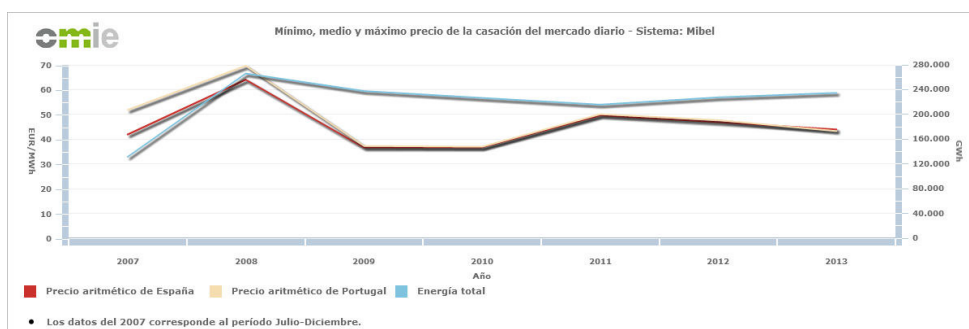


Figura 4.3: Evolução dos preços de mercado diário no MIBEL de Julho de 2007 até 2013 [38.]

Verifica-se que os preços em Portugal e Espanha não são sempre iguais. Tal facto deve-se ao mecanismo de *Market Splitting*, aquando o trânsito de potência nas interligações comerciais entre os países ibéricos é superior à sua capacidade. Caso se verifique *Market Splitting*, os mercados são separados, isto é formam-se curvas de compra e venda diferentes nos dois países e cada país terá um determinado preço de mercado e quantidade de energia transacionada.

O mercado intradiário é um mercado de ajustes e o seu recurso faz-se para ajustar a quantidade de energia transacionada de uma forma mais precisa e de maneira a que tanto a procura como a oferta estejam em equilíbrio. O mercado intradiário é estruturado atualmente em seis sessões com a seguinte distribuição de horários por sessão:

	SESSÃO (*)1ª	SESSÃO 2ª	SESSÃO 3ª	SESSÃO 4ª	SESSÃO 5ª	SESSÃO 6ª
Abertura de sessão	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Encerramento de sessão	18:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Concertação	19:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepção de desagregações de programa	19:50	22:50	02:50	05:50	09:50	13:50
Publicação PHF	20:45	23:45	03:45	06:45	10:45	14:45
Horizonte de programação (períodos horários)	27 horas (22-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Figura 4.4: Estrutura das sessões do mercado intradiário [39].

Em cada sessão é discutido um preço para as horas objeto de negociação.

Existe também o OMIP (Pólo Português do Operador de Mercado Ibérico) que é responsável pela gestão do mercado a prazo. Aqui são transacionados instrumentos referentes a contratos de compra e venda de energia para um determinado tempo futuro (semana, mês, trimestre e ano), de acordo com regras exigentes e específicas de mercado.

Em todos os mercados referidos não existe identificação dos agentes, são negociações anónimas e efetuadas por um operador de mercado, não se verificando o mesmo em contratos bilaterais, onde já é possível uma relação direta entre produtores e os distribuidores e/ou comercializadores, respeitando-se as restrições técnicas do sistema.

### 4.3.3 Estimativa de Remuneração

Para estimar a remuneração anual em mercado à vista (ou mercado spot) das centrais hídricas para um estágio de 2015 (ano inicial de fase de exploração), recorreu-se ao programa desenvolvido pelo Eng.º José Carlos Sousa, na sua dissertação de Mestrado “Estimativa da Remuneração de Centrais Hídricas em Mercados de Eletricidade”. Foi realizada uma otimização das centrais hídricas em ambiente de mercado, minimizando assim os custos associados à compra de eletricidade (centrais providas de bombagem) e maximização do lucro com a venda da energia elétrica [34].

As aflúências usadas nesta simulação foram alteradas, por questões de confidencialidade, denominando-se a cascata do Douro a simular como Douro Nacional Adaptado.

#### 4.3.3.1 Descrição do programa utilizado

O programa permite quantificar o volume que os aproveitamentos hidroelétricos da cascata do Douro Nacional (considerados no programa) esperam obter em regime de mercado quando fazem uma gestão operacional da água disponível nas suas albufeiras. Espera-se que a potência produzida em modo turbinamento seja colocada na rede quando os preços são mais elevados e que a bombagem seja realizada quando os preços de energia são mais baixos, tendo em consideração as restrições técnicas de cada central. A bombagem é economicamente viável se o valor que se ganha por turbinar um determinado volume de água seja capaz de, no mínimo, cobrir os custos de bombagem para o mesmo volume de água.

O programa faz algumas considerações importantes neste estudo [34]:

- **Centrais hídricas são *price takers*** : considera-se a evolução do mercado como um dado de entrada estático, isto é, o mercado não sofrerá alterações ao longo da simulação e não será influenciado por propostas de compra e venda de energia, contrariando o que se sucede na realidade com o MIBEL. Assim, os preços do mercado mantêm-se inalterados e os agentes hídricos são *price takers*, ou seja, os preços do mercado são as entradas do programa;
- **Relação não linear entre potência, queda e caudal:** A potência produzida está dependente da queda e do caudal. Caso se verifique uma diminuição do volume de água disponível na albufeira e uma central específica, a queda verificada será menor e como tal o próprio caudal máximo também será menor. Assim, a potência produzida pode ser inferior à nominal. A relação entre potência, queda e caudal não é linear, sucedendo-se o mesmo no caso da bombagem. Esta não linearidade é considerada porque o Douro Nacional se caracteriza por possuir centrais com grandes variações de queda;
- **Interligação dos reservatórios:** Considera-se uma interligação entre todos os aproveitamentos hidroelétricos da cascata do Douro Nacional, na medida em que os aproveitamentos a jusante são influenciados tanto pelas aflúências das suas albufeiras, como pelos caudais turbinados ou descarregados. Em modo de simplificação do programa, o fenómeno de regolfo

(subida do nível a jusante dos aproveitamentos devido ao turbinamento) foi desprezado, considerando-se um nível médio dos aproveitamentos a jusante como um valor constante.

- **Restrições de operação:** São as características das centrais hídricas, assim como os limites mínimos e máximos de exploração das albufeiras, os caudais ecológicos, caudais de turbinamento, de bombagem e descarregados, os volumes de água nas albufeiras e a potência instalada nas centrais. Se o nível de água nas albufeiras for abaixo do nível mínimo de exploração, a central não produzirá energia elétrica.

#### 4.3.3.2 Dados de entrada do programa

Os dados de entrada consistiram num cenário de preços de mercado horários, as características das centrais hídricas que pertencem à cascata do Douro e as afluências às albufeiras ligeiramente alteradas. Na cascata do Douro Nacional Adaptado, DNA, inclui-se todos os aproveitamentos já existentes no troço nacional do rio Douro mais dois novos aproveitamentos em fase de construção, Foz Tua e Baixo Sabor (escalão montante e jusante), todos eles projetos e construção da EDP. O DNA representa-se na figura 4.5:

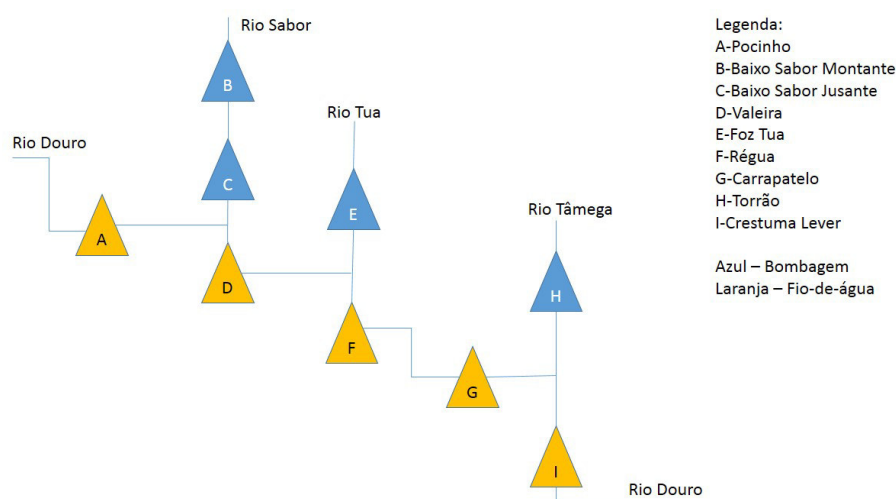


Figura 4.5: Estrutura da cascata do Douro Nacional Adaptado (DNA)

Não se considerou os aproveitamentos hidroelétricos de potência instalada inferior a 30MW (como Varosa) nem os aproveitamentos existentes no troço internacional do Rio Douro. Fora desta simulação estiveram também os aproveitamentos hidroelétricos a instalar no rio Tâmega e os de Vilar-Tabuaço, porque a produtividade média anual deste é pouco significativa. De seguida apresentam-se as principais características dos aproveitamentos hidroelétricos considerados no DNA:

	Potência máxima turbina (MW)	Potência máxima bomba (MW)	NPA (m)	NmE (m)	Volume útil (hm³)	Queda nominal (m)	Caudal nominal turbina (m³/s)	Caudal nominal bomba (m³/s)
A	186,0	-	125,50	124,0	12,0	20,5	1077	-
B	141,0	140,6	234,0	227,41	178,0	94,0	170	135
C	31,0	31,0	138,14	128,97	13,0	30,0	120	85
D	240,0	-	105,0	103,50	12,0	30,5	900	-
E	253,1	253	170,0	167,0	11,93	93,6	310	238
F	180,0	-	73,50	72,0	13,0	27,0	744	-
G	201,0	-	46,50	45,0	16,0	33,3	705	-
H	133,9	148	62,0	58,0	21,82	51,5	320	279
I	117,1	-	13,21	12,01	16,0	10,6	1350	-

Figura 4.6: Principais características das centrais hidroelétricas do DNA

Estes dados foram disponibilizados pela EDP e baseiam-se em dados históricos mensais dos regimes hidrológicos de 40 anos (entre 1966 e 2005). Por motivos de confidencialidade, os registos das afluições foram ligeiramente alterados. O programa é horário e houve necessidade de converter as afluições mensais em horas.

Com os dados das afluições disponíveis, o modelo de otimização da EDP, VALORAGUA, realiza uma simulação do comportamento expectável do MIBEL, para o estágio de 2015, pela interação entre as diversas tecnologias participantes neste regime de mercado. O VALORAGUA funciona com 40 regimes hidrológicos históricos e afluições, sendo possível realizar 40 cenários de preços de mercado, em que cada cenário é respeitante a um ano dos registos das afluições. O resultado da simulação foi um preço médio anual de mercado de 72,50 Eur/MWh para 2015, valor referência para a valorização das centrais hídricas.

Uma alternativa possível para a determinação do preço de mercado poderia ser calculando um ano médio que se baseasse em registos do MIBEL, no entanto a sua reduzida amostra impossibilita este cálculo, porque o MIBEL só está em funcionamento desde Julho de 2007, logo a amostra disponível é muito reduzida. Além disso, caso fosse considerado apenas um único cenário de preços resultante do MIBEL, não seria possível estabelecer uma correlação entre os registos do MIBEL e os registos das afluições devido ao desfasamento no tempo existente (os registos do MIBEL existem somente desde Julho de 2007 e os registos das afluições terminaram em 2005).

#### 4.3.3.3 Método utilizado na simulação

A otimização realizada executa a simulação para 40 regimes hidrológicos (1966-2005) para o estágio de 2015. Para cada regime hidrológico simulado, usou-se o modelo VALORAGUA, determinando assim a variação dos preços de mercado, considerando a hidraulicidade. Com as 40 simulações de 2015 determina-se o valor médio das receitas denominado "*média de regimes*".

Realiza-se uma simulação para dois casos distintos: uma cascata do DNA sem o AHBS (chamado "sem Baixo Sabor") e uma cascata do DNA com o AHBS (chamada "com Baixo Sabor").



A simulação devolve para cada hora as energias produtíveis e consumíveis (em bombagem), volumes turbinados, bombados e descarregados, assim como a valorização para cada aproveitamento da cascata do DNA. Deste modo torna-se possível determinar quais os ganhos da inclusão do AHBS no sistema do Douro.

O método de simulação “com Baixo Sabor” é de seguida exemplificada, na figura 4.7, para os aproveitamentos B e C (Baixo Sabor, de acordo com a figura 4.7). Os resultados obtidos são respeitantes a todos os aproveitamentos da cascata do DNA e não apenas ao aproveitamento do Baixo Sabor.

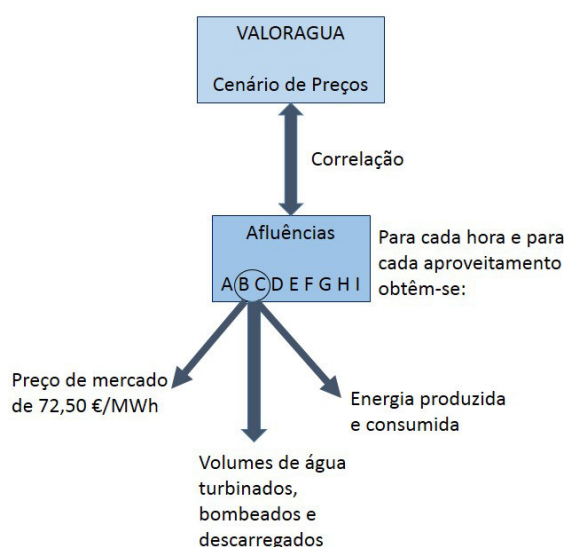


Figura 4.7: Metodologia de simulação “com Baixo Sabor”

Poder-se-ia ter considerado uma simplificação de criar um ano médio de afluentes a partir dos registos de afluentes de 40 anos, simulando apenas um ano médio. Contudo, esta simplificação teria levado a um grave erro, porque simular os 40 anos e calcular a média é bastante diferente de simular um ano médio. Ao calcular a média das afluentes, afirma-se que as centrais tinham capacidade de aportar esse valor de água e teriam descarregamentos menores, o que não se verifica na prática. As afluentes não são previsíveis ao longo do ano, no entanto concentram-se nos períodos de inverno, na maioria, onde por norma existem grandes afluentes levando ao descarregamento de água em excesso em algumas centrais, pela capacidade máxima de armazenamento da albufeira ter sido excedida [34].

#### 4.3.3.4 Tratamento dos dados de saída

Os dados de saída resultantes da simulação são a energia média produzida e consumida, os volumes médios turbinados, bombeados e descarregados e ainda a valorização que cada central hídrica



Tabela 4.2: Resultados obtidos “com Baixo Sabor” num Ano Normal, em média de regimes.

	Centrais	Pocinho	BSmont	BSjus	Valeira	Foz Tua	Régua	Carrapatelo	Torrão	Crestuma
<b>Produção Bruta</b>	<b>GW h</b>	586	854	137	945	585	876	1 057	390	413
<b>Consumo Bombagem</b>	<b>GW h</b>	0	850	96	0	333	0	0	207	0
<b>Vendas Mercado</b>	<b>kEur</b>	45 115	78 817	12 527	74 485	51 887	67 583	80 885	33 203	31 966
<b>Compras Mercado</b>	<b>kEur</b>	0	44 457	5 119	0	19 042	0	0	11 912	0
<b>Receitas</b>	<b>kEur</b>	45 115	34 360	7 408	74 485	32 846	67 583	80 885	21 291	31 966
<b>Preço Venda</b>	<b>Eur/MW h</b>	76,94	92,31	91,58	78,81	88,70	77,12	76,50	85,09	77,45
<b>Preço Compra</b>	<b>Eur/MW h</b>		52,33	53,06		57,18			57,66	
<b>Prémio Venda</b>		1,06	1,27	1,26	1,08	1,22	1,06	1,05	1,17	1,07
<b>Prémio Compra</b>			0,72	0,73		0,79			0,79	
<b>Turbinado</b>	<b>hm<sup>3</sup></b>	12 649	3 779	9 832	12 930	2 693	13 194	13 416	3 451	17 791
<b>Bombado</b>	<b>hm<sup>3</sup></b>	0	3 000	5 663	0	1 380	0	0	1 440	0
<b>Descarregado</b>	<b>hm<sup>3</sup></b>	902	111	4 169	1 688	61	3 186	3 914	135	2 791
<b>Preço Mercado</b>	<b>Eur/MW h</b>	72,68	72,68	72,68	72,68	72,68	72,68	72,68	72,68	72,68

Desta análise, seguramente se conclui que os aproveitamentos com maior capacidade de armazenamento nas suas albufeiras, apresentam uma melhor rentabilização de energia produzida, em ambiente de mercado, devido aos caudais afluentes guardados e que são tubinados nos períodos em que os preços de mercado são mais elevados.

Com a inclusão do AHBS na cascata, verificam-se que alguns aproveitamentos sofreram impactos positivos, nomeadamente a jusante do troço nacional do Douro (Valeira, Régua e Carrapatelo), através de um aumento de produção de energia.

O aproveitamento do Pocinho não sofreu qualquer impacto com a inclusão do AHBS, assim como o aproveitamento hidroelétrico do Foz Tua.

Alguns aproveitamentos sentiram uma ligeira diminuição nas receitas líquidas, com a inclusão do AHBS, devido à competição comercial, introduzida por este.

Face a um Ano Normal, a construção do AHBS, na cascata do Douro, originará receitas líquidas na ordem dos quase 42 MEur, referentes apenas aos dois escalões do AHBS.

Para a fase de exploração do AHBS foram consideradas produções e consumos de energia, volumes turbinados, bombados e descarregados, referentes ao ano de 2015, assumindo que este se mantém constantes ao longo do tempo. As receitas obtidas em mercado para o ano de 2015, variam ao longo dos restantes anos, consoante a taxa de crescimento dos preços de mercado de eletricidade.

#### 4.3.4 Serviços de Sistema

A partir de Julho de 2007, com o funcionamento do MIBEL, Portugal encara uma nova aposta no sector elétrico, nomeadamente a participação dos agentes portugueses em mercados a prazo, diário e intradiário, assim como o desenvolvimento e participação em outros mercados.

O mercado de produção organizado abrange vários mecanismos, a fim de compatibilizar a concorrência livre na produção de energia elétrica com a necessidade de dispor de um abastecimento em semelhança com os critérios de segurança e qualidade convencionados. Tais mecanismos assentam em resolução de restrições técnicas e gestão dos serviços de sistema.

Em Portugal existem dois conjuntos de serviços de sistema: serviços de sistema obrigatórios e complementares. Os primeiros não são passíveis de qualquer tipo de remuneração e qualquer produtor PRO os deverá oferecer, nomeadamente a regulação de tensão, a manutenção de estabilidade ou ainda a regulação primária de frequência. Em contrapartida, os serviços de sistema complementares são remunerados e devem ser contratados com base em mecanismos transparentes e não discriminatórios de modo a promover a eficiência económica. Faz-se uma divisão entre os serviços de sistema complementares necessários regularmente (contratados mediante os mercados de ofertas) e os que necessários pontualmente por contratos bilaterais. A regulação secundária e terciária de frequência pertencem ao primeiro tipo de serviços enquanto do segundo tipo de serviços de sistema complementares fazem parte a compensação síncrona, o arranque automático e ainda a interruptibilidade.

A regulação de frequência é indispensável no sistema elétrico nacional pois este funciona a frequência constante e como tal deverá ser mantida dentro dos limites operacionais estipulados. De forma a manter constante a frequência, deverá existir um equilíbrio entre a produção e o consumo. Este equilíbrio é conseguido devido à regulação primária de frequência, de forma descentralizada, com base em reguladores de velocidade dos grupos geradores. O nível de produção dos geradores é ajustado automaticamente para que qualquer diferença na carga do gerador seja ajustada [40].

O objetivo da regulação primária é evitar variações de frequência no sistema, no entanto não repõe o valor de frequência por si só, intervindo neste ponto a regulação secundária de frequência, uma vez que mantém as trocas energéticas entre Portugal e Espanha na gama de valores estipulados. Esta regulação terá remuneração, sendo esta composta por duas parcelas: banda de regulação e energia de regulação secundária. A banda de regulação corresponde à margem de potência disponibilizada pelos agentes de mercado a preços fixos e independentes do desvio de frequência, para todas as horas do dia seguinte, de modo a elevar ou diminuir a frequência do sistema. A energia de regulação secundária é paga por todos os agentes de mercado que realmente disponibilizam a energia em certas horas [41].

De seguida representa-se a banda de regulação secundária pretendida pelo Gestor do Sistema e a que foi efetivamente contratada, por tecnologia de produção, no período entre Abril de 2009 e Março de 2010.

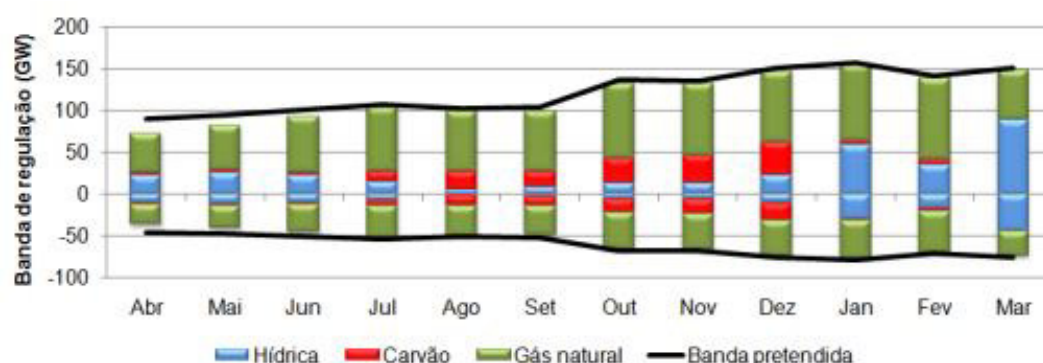


Figura 4.8: Banda de regulação secundária entre Abril 2009 e Março 2010 [42]

Destaca-se a intervenção dos produtores hídricos no fornecimento deste serviço de sistema no ano 2010.

A reserva de regulação é contratada e retribuída por mecanismos de mercado, sendo valorizada ao preço marginal das ofertas de reserva de regulação mobilizadas pelo Gestor do Sistema, em cada sentido de regulação. À semelhança da energia de regulação secundária, a parcela da energia de reserva de regulação utilizada em cada hora é paga por todos os agentes de mercado que se desviarem nessa hora.

A figura 4.9 apresenta a energia de reserva de regulação utilizada pelo sistema a subir e a descer, por tecnologia de produção, entre Abril de 2009 e Março de 2010. Neste período, a reserva de regulação a descer representou 70% do total da energia de reserva de regulação utilizada. Constatase, por um lado, o grande peso das unidades hídricas, responsáveis pela produção de 65% de toda a energia de reserva de regulação produzida e, por outro, a reduzida participação das centrais a fuel.

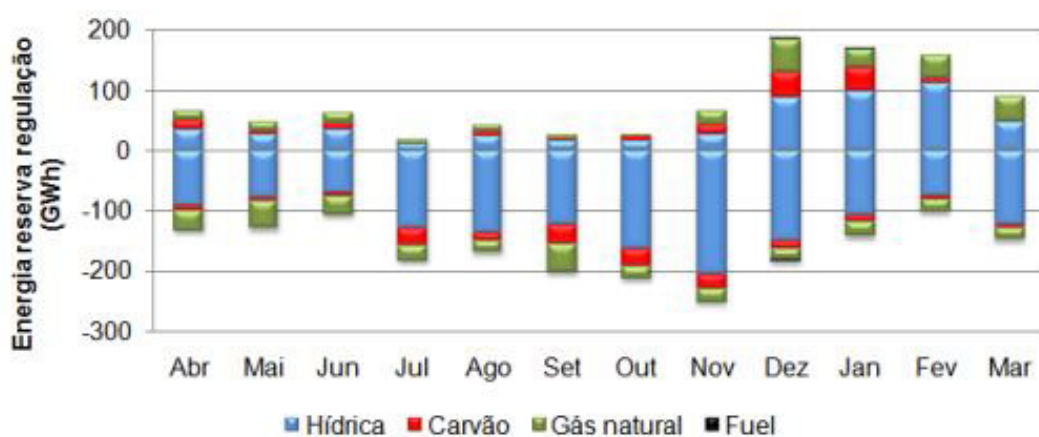


Figura 4.9: Reserva de regulação entre Abril de 2009 e Março de 2010 [42]

A par da gestão dos serviços de sistema existe o processo de resolução das restrições técnicas do sistema, que visa garantir a exequibilidade física dos programas resultantes dos mercados

diário e intradiário, assim como a adequada operação do sistema, em tempo real. As principais causas que justificam o recurso à mobilização de energia no âmbito dos processos de resolução de restrições técnicas são a insuficiência de reserva de regulação, a garantia do critério de segurança n-1, a eliminação de desvios na interligação, as sobrecargas em elementos da rede de transporte e o controlo de tensão. O processo de resolução de restrições técnicas no âmbito do mercado diário é composto por duas fases e deve garantir que a energia mobilizada a subir seja igual à energia mobilizada a descer, mantendo o equilíbrio entre a produção e o consumo.

No âmbito do mercado intradiário, as restrições técnicas do sistema, não comportam custos para o sistema, uma vez que as restrições identificadas são resolvidas através da eliminação das ofertas que as originam e em tempo real são solucionadas através da mobilização de ofertas de reserva de regulação. Em cada hora, os eventuais sobrecustos da resolução de restrições técnicas em tempo real são pagos por todo o consumo efetuado nessa hora, na proporção do respetivo consumo no referencial de geração [43].

#### • Estimativa de remuneração considerada

Os aproveitamentos hídricos servem localmente os serviços de sistema obrigatórios e não remunerados, nomeadamente a regulação primária de frequência, manutenção de estabilidade (PSS) e regulação de tensão. Para além destes serviços de sistema, os aproveitamentos hidroelétricos podem apresentar serviços remunerados na manutenção do constante equilíbrio entre a geração e o consumo.

Os grupos geradores da central hidroelétrica do escalão de montante do AHBS foram submetidos ao sistema de regulação secundária e terciária, a partir do serviço de teleregulação da potência ativa (não se admite a exploração como reserva girante) centralizada na REN. Assim, podem ser remunerados em mercado de ofertas pela mobilização de energia de produção e consumo em bombagem e/ou pela presença na banda contratada. Os grupos geradores podem ainda ser explorados e remunerados bilateralmente no regime de compensação síncrona.

Para os grupos da central hidroelétrica do escalão de jusante não foi considerada a possibilidade de trabalharem submetidos ao sistema de regulação secundária nem terciária. A EDP também não prevê a sua exploração em regime de compensação síncrona. Conforme o PNBEPH, uma central hidroelétrica pode atingir uma valia por prestação de serviços de rede entre 10% e 30% da sua produtividade anual. Considera-se que uma central hidroelétrica tem uma valia típica de 15%, isto é, para um funcionamento médio anual de 3 000 h, a valia em serviços de rede é equivalente à produção durante 450 h [44].

O cálculo dos recebimentos do AHBS, pelo fornecimento dos serviços de sistema, adota a estratégia seguida no PNBEPH, de modo que o escalão de montante do AHBS pode alcançar, em média, uma valia pelos serviços de sistema correspondente a 15% das suas receitas líquidas obtidas em Mercados de Eletricidade. O valor estimado para o ano de 2020 é de 2 947 kEur. No entanto, devem ser considerados num futuro próximo a harmonização ibérica dos serviços de sistema e o aumento da integração eólica na rede elétrica, que podem afetar esta previsão.

Existe uma intenção ibérica para uma harmonização de procedimentos de apoio mútuo entre os sistemas elétricos de Portugal e Espanha, numa gestão técnica operacional conjunta em tempo real. Assim, o comportamento dos serviços de rede nacionais poderá ser equivalente aos que hoje se praticam em Espanha, uma vez que o sistema elétrico espanhol tem um peso de cerca de 5 vezes superior ao português [45]. Nos próximos anos deve-se considerar previsão de aumento da integração eólica na rede. A produção intermitente constitui um novo desafio à gestão técnica da REN, particularmente na manutenção de um serviço onde vigore a segurança e estabilidade do sistema elétrico nacional, com consequências diretas para o mercado de serviços de sistema.

#### 4.3.5 Garantia de Potência

A garantia de potência é um serviço prestado pelos centros electroprodutores em PRO, em Portugal, que é remunerado pelo serviço de disponibilidade e também por incentivos ao investimento em capacidade de produção.

O serviço de disponibilidade consiste na colocação à disposição do Gestor do Sistema, a REN, a disponibilidade de determinada capacidade de produção de um centro electroprodutor em PRO. Pode também corresponder à “disponibilidade de potência correspondente às instalações hidráulicas com capacidade de regularização que contribuam para garantir um volume mínimo de reserva nas albufeiras”.

A prestação do serviço “fica sujeita à contratação bilateral entre o operador de sistema e o titular do centro electroprodutor”. Para a remuneração do serviço, é fixado um “montante máximo anual por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia” [46].

O incentivo ao investimento pela capacidade de produção assegura o pagamento anual de um montante em euros por cada megawatt de potência instalada de um determinado centro electroprodutor nacional em PRO, a atribuir a partir da data de exploração, e pela colocação da mesma à disposição do operador de sistema. O seu cálculo é determinado através da equação (4.2):

$$II = II_{ref} \times P_{il} \times icp \times ivd \quad (4.2)$$

onde:

- II: montante anual do incentivo ao investimento;
- $II_{ref}$ : valor anual de referência do incentivo ao investimento;
- $P_{il}$ : valor da potência instalada líquida do grupo gerador constante da licença de exploração;
- icp: índice de cumprimento do prazo fixado na licença de produção para a entrada em exploração do grupo gerador em causa;
- ivd: índice de valorização da disponibilidade do grupo gerador.

O valor anual de referência,  $II_{ref}$ , para o AHBS foi definido em 22 kEur/MW/ano. Como a potência a instalar em cada grupo gerador será de 171 MW e uma vez o AHBS terá dois grupos

geradores, então o valor de  $P_{il}$  será de 342 MW. Na medida em que o AHBS terá entrada de exploração no prazo fixado na licença de produção, o índice icp e ivd terão um valor unitário, contabilizando o montante anual do incentivo ao investimento para o AHBS, no ano de 2015, primeiro ano de exploração, de 7524 kEur. Este valor manter-se-á fixo ao longo de 10 anos iniciais de exploração, uma vez que não é afetado por qualquer taxa de inflação ou de crescimento dos preços de eletricidade.

#### 4.3.6 Análise Financeira

De seguida serão discriminados todos os passos efetuados na Análise Financeira para o cálculo do *Cash Flow Total* (ou *Free Cash Flow*) que irá permitir efetuar o cálculo dos indicadores económicos que permitem avaliar economicamente o projeto de investimento em causa.

De modo a compreender o cálculo do *Cash Flow Total* segue no Anexo B os passos utilizados de forma mais detalhada.

Primeiramente é analisado o *Cash Flow* de Investimento que engloba todos os pagamentos e investimentos realizados ao longo da fase de construção do projeto, que foram referidos anteriormente no subcapítulo Investimentos e Pagamentos desta secção do documento.

No Anexo A, disponibilizado neste documento, é possível visualizar a calendarização fornecida pela EDP, apresentado todos os valores em preços correntes, que serão utilizados no cálculo do Cash Flow de Investimento.

De seguida é analisada a rubrica de Proveitos e Custos Operacionais. Nos Proveitos estão incluídas as receitas dos Mercados de Eletricidade, Serviço de Sistema e ainda da Garantia de Potência, discutidos anteriormente. Os Custos Operacionais englobam os custos associados à O&M e Pessoal e ao Fundo do Baixo Sabor.

A rubrica EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) é a diferença entre os Proveitos e os Custos Operacionais.

No cálculo das Amortizações considerou-se o critério de quotas constantes, isto é, o valor a amortizar é dividido igualmente ao longo dos 75 anos de exploração do AHBS. O valor a amortizar corresponde à amortização dos investimentos realizados ao longo da fase de construção, exceto os investimentos associados à aquisição dos terrenos, pois estes não perdem valor ao longo dos anos.

Efetuando a dedução das amortizações ao EBITDA obtém-se uma nova rubrica, denominada EBIT, correspondente ao resultado operacional do projeto. Ao EBIT é aplicada uma taxa de imposto, o IRC. A relação destas rubricas é evidenciada na equação (4.3):

$$EBITDA = EBIT * (1 - taxaIRC) \quad (4.3)$$

O valor de IRC correspondente é o que se aplica em Portugal, 25%.

Por último, o *Cash Flow Total* corresponde ao EBITDA deduzido do Cash Flow de Investimento e do imposto, que se calculou com a equação (4.3).



### 4.3.7 Análise Quantitativa

A análise económica é um elemento crucial no apoio à decisão de aprovação ou rejeição de um determinado investimento. Numa análise económica deve-se ter em conta a parte quantitativa do projeto, avaliada pelos seus indicadores económicos.

Para a análise quantitativa deste projeto realizou-se primeiramente uma análise determinística e de seguida efetuou-se uma análise de risco que serão discutidos neste subcapítulo do documento.

- **Valor Atualizado Líquido (VAL)**

O VAL é um modelo estruturado para a análise de Investimentos que possibilita transferir todos os Cash Flows anuais para o presente e representa o valor atual dos mesmos ao longo do período em causa. Algebricamente, o VAL é calculado a partir da equação (4.4):

$$VAL = \sum_{k=1}^n \frac{CF_k}{(1+i)^k} \quad (4.4)$$

onde:

- $CF_k$  - Cash Flow no ano k (kEur);
- n - Período (ano);
- i - Taxa de atualização (%).

O período n é referente ao tempo de avaliação de todo o projeto, nomeadamente a fase de construção e de exploração, totalizando um período de 81 anos (6 anos em fase de construção e 75 anos de exploração).

A partir da equação (4.3) transporta-se todos os cash flows para 2008, o primeiro ano da fase de construção do AHBS. Outro exercício importante é atualizar o valor do VAL para Janeiro de 2014, data em que o estudo termina, permitindo conhecer quais os valores referentes a essa data. A atualização do VAL é então feita a partir da expressão (4.5):

$$VAL_{Jan2014} = VAL * (1+i)^6 \quad (4.5)$$

O período considerado entre início de 2008 e Janeiro de 2014 é de 6 anos.

A taxa de atualização  $i$  determina a exigência de remuneração do capital pela empresa investidora, ou seja é a taxa de retorno que os investidores exigem para que o investimento seja fiável e posteriormente aprovado. Esta taxa é o custo médio ponderado de capital, que em inglês se denomina de WACC, Weighted Average Cost of Capital e como o nome indica é uma média ponderada dos capitais próprios da empresa, ou seja, é o retorno que os acionistas da empresa exigem para a aprovação do investimento e dos custos de capital de terceiros, exigidos pelos credores da empresa para que seja possível o empréstimo financeiro à empresa em causa, nomeadamente instituições bancárias e juros de empréstimo.

O cálculo do WACC é feito a partir da equação (4.6) e depende da credibilidade, maturidade, dimensão e visão estratégica da empresa face aos acionistas e credores que financiam o investimento ao menor risco.

$$WACC = \frac{E}{(E + D)} * R_e + \frac{D}{(E + D)} * R_d * (1 - T_c) \quad (4.6)$$

onde:

- $E$  - Valor de mercado do Custo Capital Próprio (%);
- $D$  - Valor de mercado do Custo da dívida (%);
- $R_e$  - Rentabilidade esperada pelos acionistas (%);
- $R_d$  - Taxa média de juro da dívida (%);
- $T_c$  - Taxa marginal de imposto (%).

Neste estudo, foi considerado um valor de WACC de 7,80%, a partir do qual se determinou qual o VAL correspondente, sendo este valor de 58.624 MEur.

A taxa de atualização tem forte influência no cálculo do VAL e consequentemente na viabilidade do investimento. Com o aumento do valor da taxa de atualização  $i$ , o VAL diminui e quanto menor for a inclinação da curva, menor será a sensibilidade do VAL à taxa de atualização.

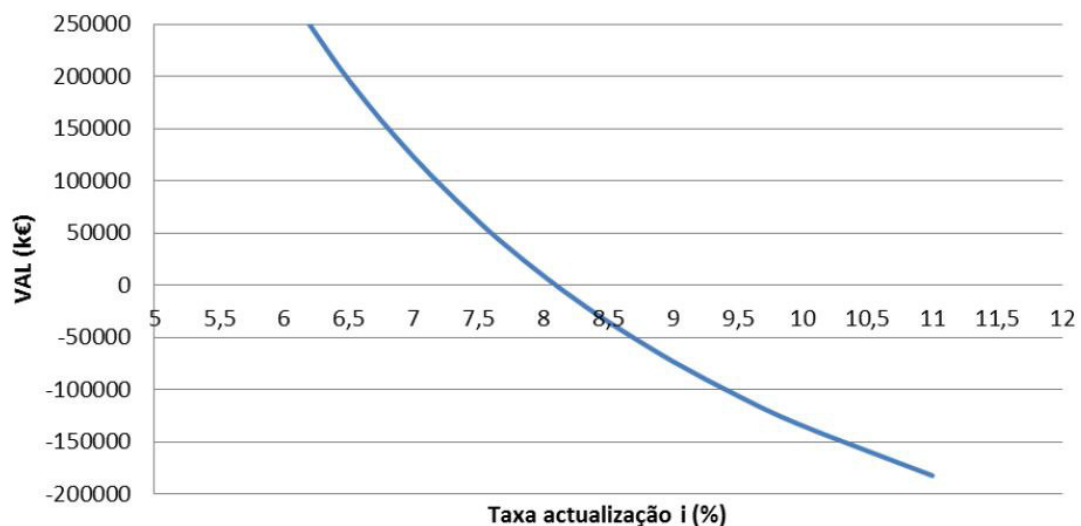


Figura 4.10: Exemplo de relação entre VAL e taxa de atualização ( $i$ )[48]

- **Taxa Interna de Rentabilidade**

Denomina-se TIR à taxa de rentabilidade que iguala o VAL a zero. Esta igualdade calcula uma taxa de rentabilidade equivalente à remuneração do capital obtida, através da equação (4.7):

$$\sum_{k=1}^n \frac{CF_k}{(1+i)^k} = 0 \quad (4.7)$$

Com a aplicação da equação (4.7), o projeto do AHBS obteve uma TIR de 8,18%. Numa análise grossista, afirmar-se-ia que o projeto do AHBS seria economicamente viável, na medida em que o valor da TIR é superior ao valor do WACC. Assim, o AHBS teria capacidade de gerar rentabilidade acima do custo de oportunidade do capital. Comparando o WACC referência da EDP de 7,80% com o valor de TIR obtido de 8,18% para o AHBS, conclui-se que este projeto seria economicamente viável, porque cobre todo o investimento para além de gerar excedente financeiro para a empresa.

### 4.3.8 Análise de Risco

Investimentos da dimensão do AHBS por norma apresentam alguns riscos associados, quer à sua construção ou à exploração de modo que a antevisão das consequências associadas a estes riscos são uma mais-valia para o projeto.

Uma análise de risco tem duas vertentes: a atribuição de um valor numérico aos riscos do projeto que são identificados ao longo do seu estudo, análise de risco quantitativa, ou a atribuição de dados empíricos que quantificam qualitativamente o projeto, análise de risco qualitativa.

Para a realização da análise de risco quantitativa recorreu-se à Simulação de Monte Carlo (SMC). Na SMC, através de distribuições de probabilidade descreve-se a incerteza associada às variáveis utilizadas na análise de risco. Dispõe-se de variadas distribuições de probabilidades, no entanto as mais usadas neste tipo de projeto são: a Distribuição Normal, Uniforme e Lognormal.

Na SMC são amostrados aleatoriamente valores, a partir da distribuição de probabilidades de entrada, e para cada amostra faz-se corresponder uma iteração da simulação e o resultado dessa iteração que é registado. A SMC tem capacidade computacional para realizar este processo centenas ou milhares de vezes e o resultado da simulação é uma distribuição de probabilidade das saídas. Assim, a execução da SMC permite uma melhor compreensão do que poderá acontecer e a sua probabilidade associada [47].

Para o estudo do AHBS, as entradas da SMC são as receitas líquidas obtidas nos Mercados de Eletricidade, os valores associados aos Serviços de Sistema e ainda a Taxa de Crescimento dos preços de Mercado. Para os sorteios dos Serviços de Sistema e para a Taxa de Crescimento dos preços de Mercado foram escolhidas distribuições de probabilidades Normal, porque, uma vez que não é conhecida a evolução destes parâmetros, por falta de registo histórico, assume-se à partida uma distribuição de probabilidades Normal. Para o sorteio das Receitas de Mercado, efetuaram-se dois estudos distintos. Primeiramente realizou-se uma simulação clássica, utilizando uma distribuição Lognormal, uma vez que as receitas obtidas para os 40 anos de registos de aflúncias existente seguiam uma distribuição deste tipo. No entanto, o AHBS possui uma elevada albufeira que poderia condicionar a produção de energia de uns anos para os outros e como tal, num segundo

estudo considerou-se uma distribuição Uniforme para o sorteio de uma sequência de anos, onde a cada ano corresponde uma Receita distinta e dependente do ano imediatamente anterior, isto é considera-se a gestão de albufeira no AHBS.

Devido à elevada capacidade da SMC realizaram-se 5000 iterações, cada uma delas referente aos 75 anos de exploração do AHBS, totalizando 375 mil valores possíveis para as receitas líquidas, os serviços de sistema e ainda a taxa de atualização do mercado de eletricidade. A existência de uma elevada quantidade de iterações permite garantir um carácter de aleatoriedade, porque não existem valores genuinamente aleatórios, mas sim quase-aleatórios.

Para todas as entradas da SMC serão escolhidos 75 conjuntos de valores possíveis e no final serão calculadas todas as rubricas descritas anteriormente no subcapítulo Análise Financeira, obtendo no final o Cash Flow Total e a partir deste o VAL do projeto para Janeiro de 2014. Nesta análise, o WACC foi determinado em 7,8%, valor proposto pela EDP, para todas as iterações, obtendo-se uma simulação com 5000 valores de VAL que de seguida foram agrupados em intervalos de 50. O histograma dos resultados obtidos está representado na figura 4.11.

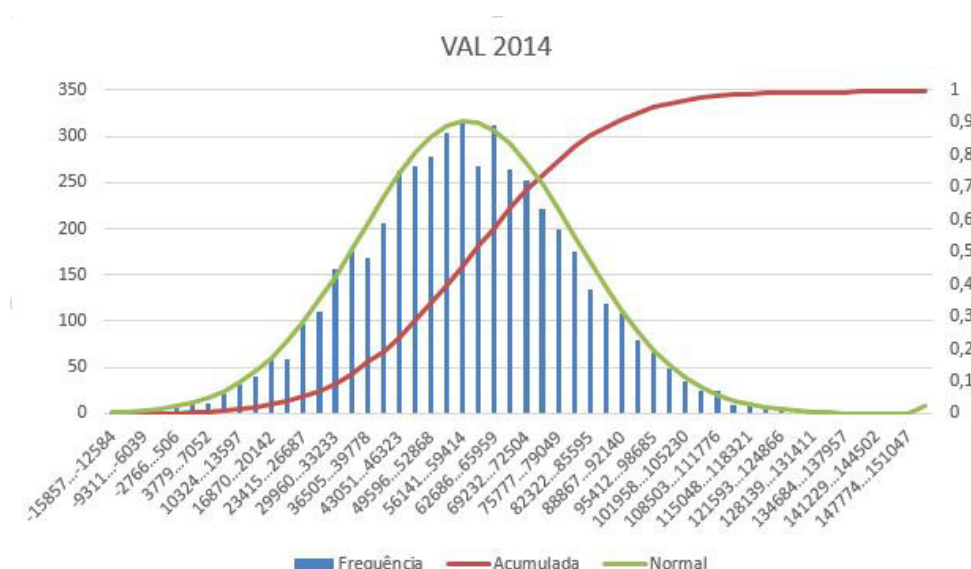


Figura 4.11: Histograma com a distribuição dos resultados do VAL, considerando a gestão de albufeira

Os resultados da SMC seguem uma distribuição Normal, facto observável através da função de distribuição de probabilidade (resultados apresentados através de intervalos, considerando variáveis discretas) e pela função de densidade de probabilidade (representação dos mesmos valores, considerando variáveis contínuas). Apesar dos dados de entrada seguirem uma distribuição Log-normal e Uniforme, os resultados seguem uma distribuição Normal e tal facto pode ser explicado pelo Teorema do Limite Central que defende que qualquer que seja a distribuição, com o aumento da amostra, a distribuição das médias resulta numa distribuição Normal.

O valor médio obtido para o VAL, em Janeiro de 2014, foi de aproximadamente 58,625 MEur, com um desvio padrão de 21,995 MEur.

Na simulação clássica, considerando a uma distribuição Lognormal para as Receitas do Mercado, o resultado obtido para o VAL foi de 58,810 MEur aproximadamente, no entanto o desvio padrão foi mais elevado, atingindo os 33,488 MEur. Conclui-se assim que o Risco associado a este investimento será inferior se for considerada a gestão de albufeira no AHBS, uma vez que esta tem uma dimensão elevada que influencia as produções energéticas assim como as receitas destas de uns anos para os outros.

Outro objetivo desta análise será ter conhecimento da probabilidade da empresa obter lucro com o investimento realizado, isto é, qual a probabilidade de o VAL do projeto ser positivo. Esta informação não é obtida apenas pela análise da distribuição Normal, sendo necessário o cálculo da função de distribuição acumulada, uma vez que esta associa os valores obtidos para VAL e a probabilidade deste ser inferior a um valor pretendido. Da observação da função de distribuição acumulada, representada na figura 4.11, e da interseção desta com os valores de frequência negativos, pode-se afirmar que a probabilidade de o VAL ser negativo é de aproximadamente 5%. Outro modo de avaliação seria afirmar que a probabilidade da empresa ter rentabilidade positiva seria de 95%.

Através do conhecimento da média e do desvio padrão da distribuição Normal é possível determinar um intervalo de valores onde haverá mais probabilidade de definir o VAL, para diferentes probabilidades, utilizando a regra dos 3-sigmas, representados de seguida, nas figuras 4.12 e 4.13:

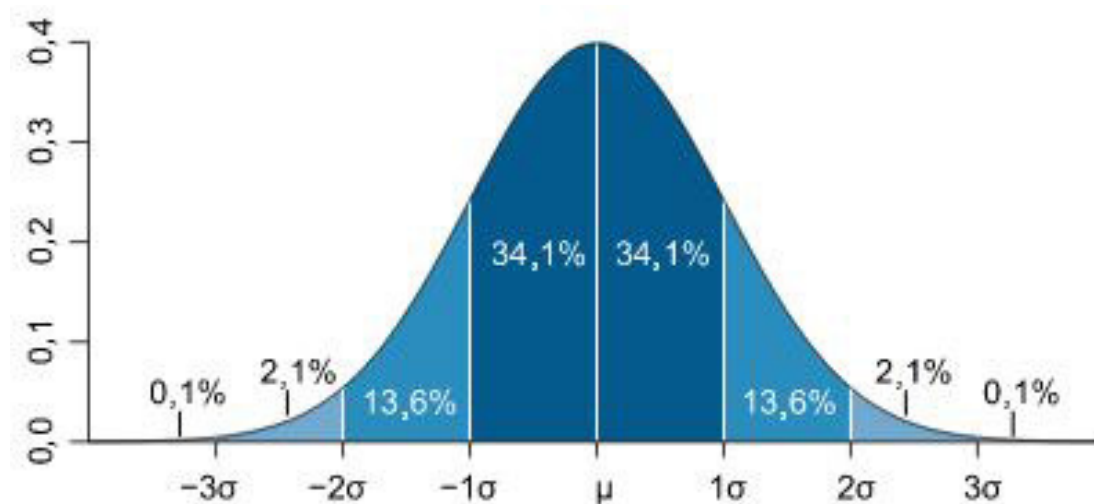


Figura 4.12: Distribuição Normal e regra dos 3-sigmas

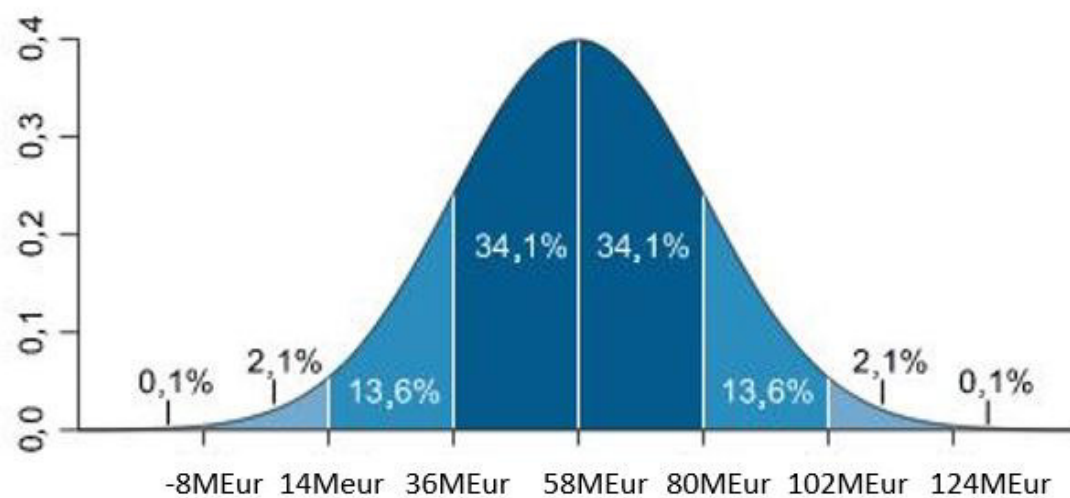


Figura 4.13: Intervalos de valores do VAL para diferentes probabilidades e taxas de atualização

Desta distribuição podemos afirmar que:

- 68% dos valores encontram-se a uma distância da média inferior a um desvio padrão.
- 95% dos valores encontram-se a uma distância da média inferior a duas vezes o desvio padrão.
- 99,7% dos valores encontram-se a uma distância da média inferior a três vezes o desvio padrão.

Como o VAL não é o único indicador económico usado na avaliação da viabilidade económica do investimento do AHBS, efetuou-se o mesmo procedimento de simulação para o cálculo da TIR. A TIR representa qual a taxa de rentabilidade que iguala o VAL a zero. De seguida apresenta-se o histograma dos resultados obtidos para o cálculo da TIR, segundo uma distribuição Normal:

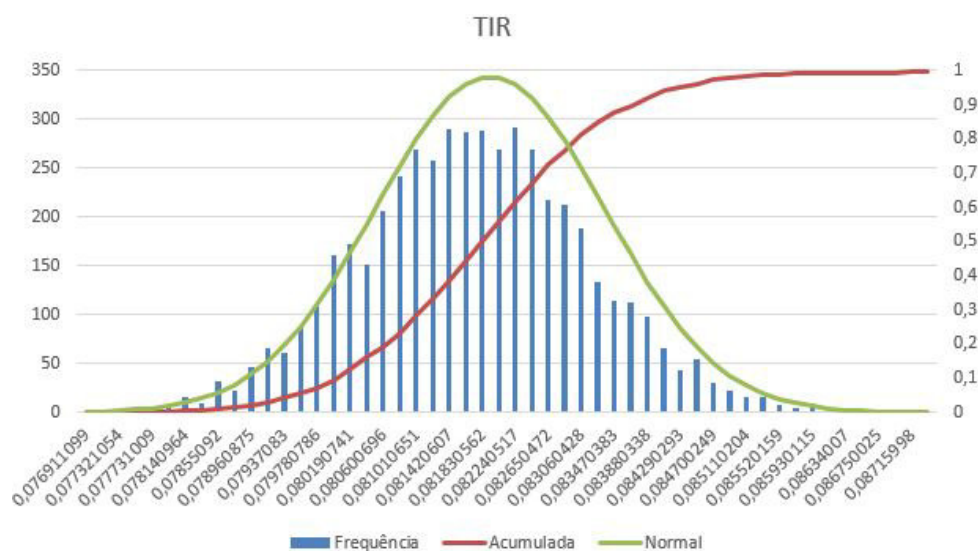


Figura 4.14: Histograma com a distribuição dos resultados da TIR, considerando a gestão de albufeira

Desta análise destaca-se que enquanto o valor da TIR for superior ao valor do WACC exigido neste investimento, o VAL será sempre positivo. Recorrendo à função de distribuição acumulada, pode-se assumir que a probabilidade de se obter uma TIR superior ao WACC ronda os 95%. Novamente utiliza-se a regra dos 3-sigmas (com a respetiva média e desvio padrão da distribuição dos resultados para a TIR) e determinou-se o intervalo de valores em que a TIR se poderá encontrar, representado na figura 4.15 :

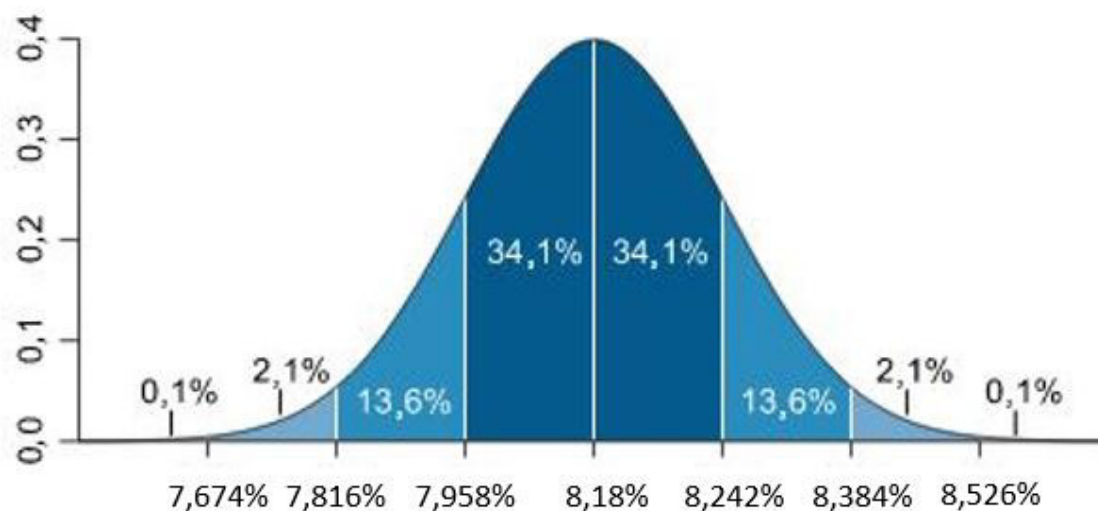


Figura 4.15: Intervalos de valores da TIR para diferentes probabilidades

Através da análise da figura 4.15, afirma-se que existe uma probabilidade de 68% de a TIR obtida estar entre 7,958% e 8,242% aproximadamente. O projeto poderia gerar uma rentabilidade de 8,526%, no entanto essa probabilidade é muito baixa. Verifica-se também uma probabilidade de 95% de ocorrência de uma taxa de rentabilidade entre os valores 7,816% e 8,384%. Relembra-se que a aprovação ou não do investimento no projeto não depende apenas da Taxa Interna de rentabilidade, mas também dos investidores perante o risco.

#### 4.3.9 Análise Qualitativa

O AHBS está actualmente em fase final de construção, de modo que os indicadores económicos calculados anteriormente permitiram o avanço da obra, tornando o aproveitamento hidroeléctrico de certa forma, atractivo aos investidores que aceitaram realizar este empreendimento. No entanto, para a aprovação de investimentos, não deverão ser apenas considerados aspetos quantitativos do projeto, mas também aspetos qualitativos inerentes ao projeto em causa, principalmente medidas socioeconómicas e de desenvolvimento regional envolvidos.

Para que o projeto do AHBS pudesse avançar instituíram-se planos de monitorização, desde 2008, dos quais se destacam:

- Programa de Monitorização do Ruído que tem como objetivo o cumprimento do Regime Geral do Ruído, durante a construção do AHBS, permitindo assim uma resposta a eventuais reclamações provenientes da obra em execução;
- Programa de Monitorização da Qualidade do Ar com vista ao cumprimento da legislação nacional sobre a qualidade do ar, na área envolvente à implementação do aproveitamento, pretendendo-se igualmente verificar a necessidade de implementação de novas medidas de



mitigação de impactes, assim como a contribuição para a melhoria dos procedimentos de gestão ambiental da empresa;

- Programa de Monitorização da Qualidade da Água que avalia o impacto da construção e da exploração do AHBS na qualidade das águas superficiais, verifica o cumprimento da legislação nacional de critérios internacionais adotados sobre a qualidade da água (Champán, 1992) e nos cursos de água. Estuda a relação entre o comportamento hidráulico e o a qualidade da água, avalia a necessidade de implementação de novas medidas de minimização dos impactes verificados, contribuindo para uma melhoria nos procedimentos da gestão ambiental da EDP. Este programa prevê-se durante toda a vida útil do projeto, incidindo sobre as águas superficiais do rio Sabor e afluentes e conta com a recolha de amostras em 36 pontos com periodicidade distintas: mensal (15 pontos), trimestral (11 pontos) e semestral (12 pontos);
- Programa de Monitorização dos Ecossistemas Aquáticos que avalia a evolução das características biológicas e ecológicas locais, face ao impacto da construção e da exploração do AHBS e avalia a eficácia das medidas de minimização e compensação implementadas, através da monitorização dos seguintes aspetos: Oxigénio, Nutrientes, Clorofila, Poluentes Orgânicos, Fitoplâncton, Perifíton, Macrófitos, Macro-Invertebrados bentónicos e Ictiofauna de controlo;
- Programa de Monitorização da Flora, Vegetação e Habitats que avalia a evolução das formações vegetais mais importantes face aos exemplares florísticos. Com duração até 2017, procede-se a uma avaliação trimestral de impactes decorrentes da realização das obras durante o enchimento da albufeira;
- Plano de Monitorização da Fauna que durará até 2014 e abrange espécies como a Lontra Marinha, a Toupeira-de-água, o Lobo ibérico, os Morcegos e ainda a Avifauna;
- Programa de Monitorização da Socioeconomia que pretende aferir o cumprimento e a eficácia das medidas mitigadoras propostas, avaliar os efeitos da deslocação forçada de algumas atividades ou locais de acontecimentos públicos e permite uma melhor perceção dos efeitos do empreendimento sobre o território e o seu ambiente social. A construção do AHBS tem impactes diretos positivos, através da aquisição de bens e serviços, nas empresas de Torre de Moncorvo e em menor grau, no concelho de Alfândega da Fé;
- Programa de Monitorização da Paisagem que avalia a correspondência entre os projetos de recuperação paisagística propostos e a sua execução;
- Plano de Monitorização da Gestão de Resíduos que permite verificar o cumprimento do Plano Integrado de Gestão de Resíduos e a legislação em vigor. é específico para a fase de construção do AHBS. Sabe-se que em 2010 foram produzidas 936 toneladas de resíduos, dos quais 448 t foram valorizados, 435 t de material inerte, resultante das escavações colocados em escombreira e apenas 53 t foram necessárias eliminar;

- Programa de Monitorização do Património que monitoriza a integridade física de elementos patrimoniais, nomeadamente a Capela de S. Lorenzo e o Santuário de Santo Antão da Barca que foram trasladados, mantendo a sua valorização. Procedeu-se igualmente ao reforço de proteção destes elementos patrimoniais e à reparação da sinalização e balizamentos dos mesmos.

Juntamente a estas medidas de minimização implementadas, surgem medidas compensatórias, nomeadamente:

- Recriação de Habitat de Compensação da Vilariça, criando assim um habitat de substituição para a fauna piscícola, compensando a afetação da área pertencente à Rede Natura 2000, pois pretende-se recuperar o troço final da ribeira da Vilariça até à sua junção com o rio Sabor, criando condições de atração para os peixes nos períodos de reprodução;
- Programa de Proteção e Valorização de Habitats Prioritários que assegura a criação de condições para o desenvolvimento sustentável das espécies florísticas notáveis e dos ecossistemas de flora e fauna típicos da região;
- Recuperação e criação de abrigos e habitats para Quirópteros que foi iniciado em 2011;
- Criação do Centro de Interpretação Ambiental e Recuperação Animal que é um centro de acolhimento de animais feridos e reencaminhamento para os locais mais adequados para a sua recuperação e reintegração no meio natural. Esta infra-estrutura servirá também como centro de comunicação e de visita, com exposição de todas as medidas e programas ambientais implementados.

A construção da barragem do AHBS criou novas oportunidades de emprego, desenvolvendo toda a região, promovendo o alojamento e a restauração local. Como forma de promoção da região e de implementação de um "Roteiro de arte", a EDP contratou o arquitecto Siza Vieira para desenhar a central hidroelétrica do Baixo Sabor, atraindo de futuro turistas e curiosos dos trabalhos do arquitecto português, ao mesmo tempo que divulga todo o empreendimento.

Foram construídas 3 novas pontes sobre o rio Sabor e mais de duas dezenas de novos negócios foram implementados na região do Baixo Sabor, uma iniciativa lançada em Junho de 2001 em parceria com EEIG GLOBAL-SPA Consultoria e com as câmaras de Alfândega da Fé, Macedo de Cavaleiros, Miranda do Douro, Mogadouro e Torre de Moncorvo, os cinco concelhos abrangidos pelas barragens do Sabor, Bemposta e Picote. Este foi o resultado do Prémio EDP Empreendedor Sustentável Sabor 2010.

O Prémio EDP Empreendedor Sabor 2013 deu origem a 50 novos empreendedores que avançam agora para a constituição de 34 micro-empresas. São maioritariamente jovens (34 anos média), qualificados (62%) e desempregados ou à procura do 1º emprego (52%). A grandeza desta obra não se questiona. A empresa EDP de tudo fez para a promoção deste projeto e do meio envolvente, sendo uma mais valia no futuro, não só em produção energética, mas também no reforço da posição da EDP nos índices internacionais de sustentabilidade e responsabilidade social corporativa, criando um retorno financeiro aos accionistas, através da criação de valor para outras partes

interessadas e sociedade em geral (segurança no abastecimento energético, estabilidade do sistema electroprodutor, controlo de cheias, cumprimento das metas energéticas nacionais e internacionais, combate a incêndios, pólo potenciador de negócios nos sectores do turismo e agricultura).

## Capítulo 5

### Conclusões

Os novos aproveitamentos hidroelétricos licenciados e em construção, autorizados pelo Governo Português na última década, seguem ao encontro das políticas energéticas no horizonte de 2020, particularmente a redução de emissões de  $CO_2$ . Do mesmo modo, seguem a previsão otimista do aumento do consumo de energia elétrica, sobretudo nas horas de ponta, e reforçam a necessidade de redução na fatura energética externa, através de uma menor importação de combustíveis fósseis e de uma redução no período de funcionamento das centrais térmicas. Assim, a produção de energia elétrica limpa e renovável, em destaque a hídrica e a eólica, torna-se a aposta do país nos próximos anos.

O Aproveitamento Hidroelétrico do Baixo Sabor (AHBS) obedece aos requisitos anteriores e explora o potencial hídrico ainda existente no país, principalmente o que reside na Bacia Hidrográfica do Douro, com uma albufeira a montante dotada de uma capacidade de armazenamento útil maior do que toda a atual bacia portuguesa do Douro.

O AHBS diminuirá a dependência dos aproveitamentos espanhóis situados a montante deste e potenciará uma redução de cheias no troço principal do rio Douro, permitindo uma melhor regularização dos caudais que maximizará a produção de energia elétrica nos escalões a jusante deste. Situado no distrito de Bragança, o AHBS é integrado na Bacia Hidrográfica do Douro e compreende dois escalões: escalão de montante e escalão de jusante.

O escalão de montante trata-se do escalão principal e possui uma albufeira de elevada capacidade de armazenamento, permitindo o abastecimento energético sobretudo nas horas de ponta, em modo turbinamento. A reversibilidade do escalão em foco pode aproveitar a energia eólica para armazenamento de energia elétrica nos períodos de vazio em modo bombagem, porque a central hidroelétrica alberga dois grupos geradores reversíveis, pelo que permite o funcionamento em dois modos distintos com a mudança do sentido da máquina (alternador-motor e turbina-bomba): turbinamento e bombagem. Para além disso, terá capacidade de responder com rapidez às grandes variações de carga que possam surgir. A roda da turbina-bomba é do tipo Francis reversível.

Relativamente à análise económica, o planeamento executado do investimento reconhece duas fases: a fase de construção e a fase de exploração, nas quais se estimaram os pagamentos e recebimentos inerentes.

Os pagamentos ocorrem maioritariamente na fase inicial com aos custos associados à execução da obra no terreno, desde as estruturas civis aos equipamentos hidromecânicos e eletromecânicos. Também nessa fase, a EDP ficou encarregue de financiar uma parte das medidas de compensação, nomeadamente o Plano Trienal de Desenvolvimento e Investimento imposto no Fundo Baixo Sabor. Na fase de exploração, foram contabilizados os custos referentes à O&M e pessoal e a parcela referente ao Fundo Baixo Sabor. Grande parte da remuneração do AHBS advém na venda de eletricidade ao longo da fase de exploração, período de vida útil do ativo.

Estimou-se a remuneração em ambiente de mercado para uma cascata similar ao Douro nacional para o ano de 2020, sendo que para os restantes anos da fase de exploração, assumiu-se uma produção constante e uma remuneração indexada à taxa de inflação. Os resultados obtidos mostram que o AHBS consegue maximizar os lucros com a venda de eletricidade, em ambiente de mercado, em consequência da elevada capacidade de armazenamento útil.

Nos recebimentos contabilizaram-se os serviços de sistema que o AHBS poderá proporcionar ao Gestor de Sistema. Os serviços de sistema como a regulação primária, manutenção da estabilidade e regulação de tensão não são remunerados, mas a regulação secundária e a regulação terciária são passíveis de remuneração, aceitando-se a estimativa usada no PNBEPH de 20% das receitas geradas em mercados de eletricidade.

Também se contabiliza nos recebimentos a garantia de potência dada pelo Estado Português como incentivo ao investimento, por um período de 10 anos, no entanto este corresponde a uma parcela pouco significativa da remuneração total prevista durante a fase de exploração, cabendo à entidade promotora suportar o risco do investimento.

Dos indicadores económicos para uma avaliação económica quantitativa do projeto salienta-se que um projeto será economicamente viável quando o VAL é positivo, no entanto, este depende da taxa de retorno que uma empresa exige para que o investimento em causa seja viável, denominada Weighted Average Cost of Capital (WACC). Quanto menor for a taxa de retorno exigida pelos investidores, maior será o VAL, logo maior será a probabilidade de o investimento no projeto ser aprovado, considerando-o economicamente viável.

A opção por uma análise quantitativa de risco revelou-se bastante útil, porque permitiu quantificar algumas das incertezas e riscos associados a este tipo de projetos. A análise determinística permite obter uma estimativa dos indicadores económicos, mas com uma análise de risco é possível determinar, com determinado grau de probabilidade de ocorrência, qual o intervalo de valores do VAL e da TIR para um determinado valor da taxa de retorno exigida pelos investidores, auxiliando na avaliação económica da viabilidade do projeto para aprovação ou não do investimento.

Todos os fatores intrínsecos a um investimento devem ser considerados na avaliação do projeto, de modo à análise em causa não seja puramente quantitativa. As medidas de compensação e minimização associadas à construção do AHBS devem ser tidas em causa.

### **5.0.10 Trabalho Futuro**

Considerando as simplificações deste trabalho, ambiciona-se melhorar os resultados obtidos, bem como adquirir novas ideias de complementação do trabalho atual. De seguida, apresentam-se

algumas ideias possíveis para um trabalho futuro.

As remunerações estimadas em mercados de eletricidade e em serviços de sistema fornecidos, foram tidas em conta várias considerações e simplificações devido à grande incerteza de previsão de médio/longo prazo, nomeadamente em diagramas de carga, hidráulicidade e eolicidade, preços de mercado e a estrutura do parque electroprodutor. Uma possível harmonização ibérica dos serviços de sistema, a integração do MIBEL num mercado europeu de eletricidade e uma grande integração de veículos elétricos no sistema elétrico não são considerados neste trabalho, no entanto poderão alterar claramente os valores estimados para esta avaliação.

No cálculo das receitas nos mercados de eletricidade considerou-se que os preços de mercado não seriam afetados pelas ofertas de compra e venda de energia, contudo isso não se verifica e poderá influenciar bastante os resultados obtidos.

Pressupôs-se, na simulação, que a compra de energia elétrica apenas era possível nos mercados de eletricidade, mas poderia ter sido considerada a hipótese de se comprar energia proveniente das eólicas a preços reduzidos, situação verificada na realidade.



## Anexo A

## Anexos

### A.1 Anexo A - Investimentos, Pagamentos e Recebimentos

Da Figura A.1 à Tabela A.6 estão especificados os investimentos, pagamentos e recebimentos ao longo da fase de construção e da fase de exploração, de acordo com o que foi descrito no Capítulo 4.

		Fase Construção						
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	k€	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1
1.1	Terrenos	20664	28928					
1.2	Obras	27462	40000	55910	45832	45832	45832	26736
1.3	Equipamentos	0	0	0	52978	52978	54978	30904
1.4	Projectos	2134	5124	5124	5124	5124	5124	2988
1.5	Gestão e Fisc	3112	7468	7468	7468	7468	7468	4356
1.6	Imprevistos	1690	4058	4058	4058	4058	4058	2368
2.1	Mercado Electricidade							
2.2	Mercado Electricidade evol							
2.3	Ganho Douro							
2.4	Serviço Sistema							
2.5	Garantia Potência							
2.6	O&M + Pessoal							
2.7	Fundo Baixo Sabor (3%)							

Figura A.1: Resultados dos investimentos, pagamentos e recebimentos entre 2008 e 2014



Figura A.2: Resultados dos investimentos, pagamentos e recebimentos entre 2015 e 2033 (continuação)

Figura A.3: Resultados dos investimentos, pagamentos e recebimentos entre 2034 e 2050 (continuação)

Fase Exploração																	
2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068
36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53
41840,23	41840,23	41840,23	41840,23	41840,23	41840,23	41840,23	41840,23	41840,23	41840,23	41840,23	41840,23	41840,23	41840,23	41840,23	41840,23	41840,23	41840,23
121265	124903	128650	132509	136484	140579	144796	149140	153614	158223	162970	167859	172894	178081	183424	188926	194594	200432
19402,34	19984,41	20583,94	21201,46	21837,5	22492,63	23167,41	23862,43	24578,3	25315,65	26075,12	26857,38	27663,1	28492,99	29347,78	30228,21	31135,06	32069,11
10460,06	10460,06	10460,06	10460,06	10460,06	10460,06	10460,06	10460,06	10460,06	10460,06	10460,06	10460,06	10460,06	10460,06	10460,06	10460,06	10460,06	10460,06
5805,519	5921,63	6040,062	6160,864	6284,081	6409,763	6537,958	6668,717	6802,091	6938,133	7076,896	7218,434	7362,802	7510,058	7660,26	7813,465	7969,734	8129,129
3 638	3 747	3 859	3 975	4 095	4 217	4 344	4 474	4 608	4 747	4 889	5 036	5 187	5 342	5 503	5 668	5 838	6 013

Figura A.4: Resultados dos investimentos, pagamentos e recebimentos entre 2051 e 2068 (continuação)

2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082
54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67
41840,23	41840,23	41840,23	41840,23	41840,23	41840,23	41840,23	41840,23	41840,23	41840,23	41840,23	41840,23	41840,23	41840,22749
206445	212638	219017	225588	232356	239326	246506	253901	261518	269364	277445	285768	294341	303171
33031,18	34022,12	35042,78	36094,07	37176,89	38292,2	39440,96	40624,19	41842,92	43098,2	44391,15	45722,89	47094,57	48507,40871
10460,06	10460,06	10460,06	10460,06	10460,06	10460,06	10460,06	10460,06	10460,06	10460,06	10460,06	10460,06	10460,06	10460,05687
8291,711	8457,545	8626,696	8799,23	8975,215	9154,719	9337,814	9524,57	9715,061	9909,363	10107,55	10309,7	10515,89	10726,21268
6 193	6 379	6 571	6 768	6 971	7 180	7 395	7 617	7 846	8 081	8 323	8 573	8 830	9 095

Figura A.5: Resultados dos investimentos, pagamentos e recebimentos entre 2069 e 2082 (continuação)



Fase Exploração																		
2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
70779,72	72509,79	70530,44	72367,24	74259,84	76209,93	78219,24	80289,57	82422,76	84620,71	86885,38	89218,79	91623,01	94100,19	96652,53	99282,3	101991,8	104783,6	107660
63055	64785	62806	64643	66535	68485	70495	72565	74698	76896	79161	81494	83898	86376	88928	91558	94267	97059	99935
15763,8	16196,31	15701,48	16160,68	16633,83	17121,35	17623,68	18141,26	18674,56	19224,04	19790,21	20373,56	20974,62	21593,91	22232	22889,44	23566,83	24264,76	24983,86
7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533
55015,92	56313,48	54828,96	56206,56	57626,01	59088,58	60595,56	62148,31	63748,2	65396,66	67095,17	68845,22	70648,39	72506,27	74420,53	76392,86	78425,02	80518,82	82676,11

Figura A.8: Resultados da Análise Financeira do ano 8 ao ano 26(continuação)

Fase Exploração																		
2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060
110623,6	113677,1	116823,1	120064,6	123404,3	126845,2	130390,4	134042,972	137806,26	141683,6	145678,3	149794,1	154034,5	158403,4	162904,5	167541,9	172319,8	177242,2	182313,7
102899	105953	109099	112340	115680	119121	122666	126318	130082	133959	137954	142070	146310	150679	155180	159817	164595	169518	174589
25724,77	26488,14	27274,65	28085,01	28919,93	29780,16	30666,46	31579,60966	32520,432	33489,76	34488,45	35517,39	36577,49	37669,7	38794,99	39954,35	41148,81	42379,43	43647,3
7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533333	7724,5333	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533
84898,83	87188,94	89548,49	91979,56	94484,33	97065,01	99723,9	102463,3623	105285,83	108193,8	111189,9	114276,7	117457	120733,6	124109,5	127587,6	131171	134862,8	138666,4

Figura A.9: Resultados da Análise Financeira do ano 27 ao ano 45(continuação)

Fase Exploração																	
2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078
187538,7	192921,8	198467,9	204181,7	210068,5	216133,3	222381,7	228819	235451,1	242283,7	249323	256575,2	264046,6	271744	279674	287843,8	296260,6	304931,8
179814	185197	190743	196457	202344	208409	214657	221094	227727	234559	241598	248851	256322	264019	271950	280119	288536	297207
44953,54	46299,33	47685,84	49114,3	50585,99	52102,2	53664,29	55273,62	56931,64	58639,8	60399,62	62212,66	64080,52	66004,86	67987,38	70029,83	72134,02	74301,81
7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533
142585,2	146622,5	150782	155067,4	159482,5	164031,1	168717,4	173545,4	178519,5	183643,9	188923,4	194362,5	199966,1	205739,1	211686,7	217814	224126,6	230630

Figura A.10: Resultados da Análise Financeira do ano 46 ao ano 63(continuação)

Fase Exploração										
2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089
313865	323068,2	332549,6	342317,4182	352380,4	362747,4	373427,6	384430,5	395765,7	407443,3	419473,6
306140	315344	324825	334593	344656	355023	365703	376706	388041	399719	411749
76535,12	78835,92	81206,26	83648,22122	86163,97	88755,72	91425,78	94176,49	97010,29	99929,69	102937,3
7724,533	7724,533	7724,533	7724,533333	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533	7724,533
237329,9	244232,3	251343,3	258669,197	266216,4	273991,7	282001,9	290254	298755,4	307513,6	316536,3

Figura A.11: Resultados da Análise Financeira do ano 64 ao ano 74(continuação)

# Referências

- [1] REN - Redes Energéticas Nacionais, Hidroelectricidade em Portugal - memória e desafio. 2002.
- [2] R.A.C. Moreira, “Potencial hidroeléctrico Português desaproveitado,” FEUP, 2009.
- [3] Rollo, Maria Fernanda e Brandão Brito, J. M., “Ferreira Dias e a constituição da Companhia Nacional de Electricidade”, Análise Social, 1996, disponível em <http://analisesocial.ics.ul.pt/documentos/1223394207B2vIB7hv3Hv03QU8.pdf>
- [4] INAG, Plano Nacional da Água - Relações Luso-Espanholas, disponível em [http://www.inag.pt/inag2004/port/a\\_intervencao/planeamento/pna/pdf\\_pna\\_v1/v1\\_c2\\_t03.pdf](http://www.inag.pt/inag2004/port/a_intervencao/planeamento/pna/pdf_pna_v1/v1_c2_t03.pdf)
- [5] M.F. Rollo, “‘Hulha branca’: uma história de triunfos, impasses e de renovados desafios,” Revista Ingenium N.º 88, 2005 [Online]. Available: <http://www.ordemengenheiros.pt/pt/centro-de-informacao/dossiers/historias-da-engenharia/hulha-branca-uma-historia-de-triunfos-impasses-e-de-renovados-desafios/>
- [6] Ministério dos Negócios Estrangeiros, O Sector Eléctrico, 2008, disponível em <http://www.portugalglobal.pt/PT/InvestirPortugal/Portugal/Portugal/Documents/O%20sector%20electrico.pdf>
- [7] Ministério da Indústria e Energia, Decreto-Lei n.º 182/95 de 27 de Julho. 1995 [Online]. Available: [http://www.igf.minfinancas.pt/inflegal/bd\\_igf/bd\\_legis\\_geral/leg\\_geral\\_docs/DL\\_182\\_95.htm](http://www.igf.minfinancas.pt/inflegal/bd_igf/bd_legis_geral/leg_geral_docs/DL_182_95.htm)
- [8] REN - Redes Energéticas Nacionais, “Dados Técnicos Eletricidade,” 2012.
- [9] REN - Redes Energéticas Nacionais - Centro de Informação, disponível em <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiagrama.aspx>
- [10] Protocolo de Quioto, disponível em <http://www.portal-energia.com/protocolo-de-quioto/>
- [11] Comissão para as Alterações Climáticas, “Programa Nacional para as Alterações Climáticas: Versão 2001,” 2002.
- [12] REN, Potencial Hidroeléctrico Nacional, Importância Socioeconómica e Ambiental do seu Desenvolvimento, Novembro 2006.
- [13] QUERCUS - Associação Nacional de Conservação da Natureza - (PNAC), Políticas Medidas - Planos de Actuação, disponível em [http://alteracoesclimaticas.quercus.pt/xFiles/scContentDeployer\\_pt/docs/DocSite624.pdf](http://alteracoesclimaticas.quercus.pt/xFiles/scContentDeployer_pt/docs/DocSite624.pdf)
- [14] Resolução do Conselho de Ministros n.º.1/2008, de 4 de Janeiro, disponível em <http://www.dre.pt/pdf1sdip/2008/01/00300/0010600141.PDF>
- [15] Notícia Parlamento Europeu, “Pacote clima-energia: “três vintes” até 2020”, Dezembro 2008, disponível em <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+IM-PRESS+20081208BKG44004+0+DOC+XML+V0//PT>
- [16] Bernardo, João, DGEG, Contributo das Energias. Renováveis em 2020, Fórum Renováveis Magazine - FEUP. 21 Abril 2010, disponível em [http://www.renovaveismagazine.pt/apresentacoesFRM/Joao\\_Bernardo\\_DGEG.pdf](http://www.renovaveismagazine.pt/apresentacoesFRM/Joao_Bernardo_DGEG.pdf)



- [17] Notícia Económico, “Consumo de electricidade com maior quebra em 20 anos,” 2012. [Online]. Available: [http://economico.sapo.pt/noticias/consumo-de-electricidade-com-maior-quebra-em-20-anos\\_138511.html](http://economico.sapo.pt/noticias/consumo-de-electricidade-com-maior-quebra-em-20-anos_138511.html)
- [18] Presidência do Conselho de Ministros, Resolução do Conselho de Ministros no. 20/2013, no. iii. 2013.
- [19] REN - Redes Energéticas Nacionais, “Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Electricidade 2012-2017 (2022),” 2012.
- [20] Notícia IOL, “Carro Eléctrico: O Sonho de Sócrates está a fracassar,” 2013. [Online]. Available: <http://www.iol.pt/push/iol-push---economia/socrates-carros-eletricos-carro-eletrico-carros-automoveis-vendas/1408252-6469.html>
- [21] Ministério da Economia e da Inovação, “Energia e Alterações Climáticas,” 2007.
- [22] R.M. Leitão, “A Hidroelectricidade na Bacia Portuguesa do Rio Douro - Situação e Perspectivas de Desenvolvimento.” 2010.
- [23] Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), disponível em <http://www.dgeg.pt/>
- [24] EDP, Energias de Portugal - Volume 1 - Sumário Executivo - Aproveitamento Hidroeléctrico do Baixo Sabor, Relatório de Conformidade Ambiental do Projecto de Execução (RECAPE), Outubro 2006, disponível em [http://www.edp.pt/PT/sustentabilidade/EDPDocuments/V2\\_19SE\\_RECAPEAH\\_Baixo\\_Sabor.pdf](http://www.edp.pt/PT/sustentabilidade/EDPDocuments/V2_19SE_RECAPEAH_Baixo_Sabor.pdf)
- [25] Declaração de Impacte Ambiental do Aproveitamento Hidroeléctrico Baixo Sabor
- [26] EDP, Energias de Portugal, disponível em [www.edp.pt](http://www.edp.pt)
- [27] Notícia Rádio Brigantia, “Queixa contra a barragem do Sabor definitivamente arquivada“, Março 2008, disponível em [http://www.brigantia.pt/index.php?option=com\\_content&task=view&id=170&Itemid=46](http://www.brigantia.pt/index.php?option=com_content&task=view&id=170&Itemid=46)
- [28] T.M.X. Vasconcelos, “Análise Técnico-Económica de um Aproveitamento Hidroeléctrico - Aproveitamento Hidroeléctrico do Baixo Sabor”, IST, 2012
- [29] Apresentação à Comissão Executiva da Especialização em Direcção e Gestão da Construção da Ordem dos Engenheiros
- [30] Quintela, António De Carvalho, Hidráulica, Fundação Calouste Gulbenkian 9ª Edição
- [31] Paiva, J. P. Sucena, Redes de Energia Eléctrica - Uma Análise Sistémica, Lisboa, IST Press, 2007
- [32] Fundo para a Conservação da Natureza e Biodiversidade, Fundo Baixo Sabor, Julho 2011
- [33] Portaria nº765/2010, disponível em <http://dre.pt/pdf1sdip/2010/08/16200/0362903632.pdf>
- [34] J.C.V. Sousa, “Estimativa da Remuneração de Centrais Hídricas em Mercados de Electricidade,” FEUP, 2007
- [35] ERSE, “Mercado Grossista de Electricidade.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/Paginas/default.aspx>
- [36] ERSE, Harmonização Regulatória da Integração da Produção em Regime Especial no MIBEL e na Operação dos Respective Sistemas Eléctricos.
- [37] C.F.G.H. da Silva, “Análise Estatística dos Resultados do Mercado Ibérico de Electricidade no ano de 2010,” FEUP, 2011.
- [38] OMIE, “Resultados Mercado.” [Online]. Available: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>

- [39] OMIE, “Mercado Intradiário”. [Online]. Available: <http://www.omel.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/diario-e-intradiario/mercado-intradiario>
- [40] ERSE, “Regulação Primária de Frequência.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/Regulacaoprimariadefrequencia.aspx>
- [41] ERSE, “Regulação Secundária de Frequência.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/Regulacaosecundariadefrequencia.aspx>
- [42] ERSE, “Reserva de Regulação.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/Reservaderegulacao.aspx>
- [43] ERSE, “Resolução de Restrições Técnicas.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/Restricoes tecnicas.aspx>
- [44] INAG - Instituto da Água I.P. *PNBEPH - Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico*, disponível em <http://pnbeph.inag.pt>
- [45] Esteves, Jorge, ERSE, Workshop, “*Interligações e Mercado de Serviços de Sistema - A realidade do MIBEL no contexto Europeu*” - Interligação de mercados de energia eléctrica e formação de preços, Março 2011, disponível em <http://www.erse.pt/pt/Eventos/2011/Documents/Workshop%20ERSEGESEL%2004032011/Jorge%20Esteves.pdf>
- [46] Portaria nº765/2010, disponível em <http://intranet.dei.uminho.pt/gdmi/galeria/temas/pdf/43000.pdf>
- [47] Palisade, “Risk Analysis.” [Online]. Available: [http://www.palisade.com/risk/risk\\_analysis.asp](http://www.palisade.com/risk/risk_analysis.asp)
- [48] D.L.C.R. Carvalho, “Análise Técnico-Económica de Aproveitamentos Hidroeléctricos-Foz Tua”, FEUP, 2013